

Regione Emilia Romagna



Comune di Sant'Ilario d'Enza



Committente



ID Energy Group

LILO SOLAR S.R.L.

Viale Luca Gaurico 9/11, A, 4°
00143 Roma, Italy
P.IVA 16997861006



Titolo del Progetto:

Progetto per la realizzazione e l'esercizio di un parco agrivoltaico innovativo delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili denominato "Giambattista"

Documento:

Progetto di fattibilità tecnico-economica
ai sensi del D.lgs 36/23 Art. 41

N° Tavola:

EGCR_B

Elaborato:

Relazione tecnica impianto fotovoltaico

SCALA:

-

FOGLIO:

1 di 1

FORMATO:

A4

folder:

-

Nome File:

EGCR_B_Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Progettazione:



NEWDEVELOPMENTS



NEW DEVELOPMENTS srl
piazza Europa, 14 - 87100 Cosenza (CS)

Progettisti:



dott.ing. Giovanni Guzzo Foliaro



dott.ing. Amedeo Costabile



dott. Ing. Francesco Meringolo

Gruppo di lavoro:

- dott. ing. Denise Di Gianni
- dott. ing. Diego De Benedittis
- dott. ing. Pasquale Simone Gatto
- dott. ing. Marco De Marco
- dott. arch. Antonia Ginese
- dott. ing. Mayra Cayambe
- dott. ing. Giuseppe Tufaro

Rev:	Data Revisione:	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	27/11/2023	PRIMA EMISSIONE	New. Dev.	LS	LS

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	4
2. Descrizione delle diverse componenti.....	6
2.1 Modulo fotovoltaico	6
2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare	10
2.3 Perimetrazione esterna.....	14
2.4 Inverter, trasformatori, quadri.....	15
2.5 Opere elettriche	23
2.6 Stazione Meteorologica	26
2.8 Viabilità interna.....	27
2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione	28
3. Dimensionamento dell'impianto.....	29
3.1 Sito di installazione	29
3.2 Potenza totale	29
3.3 Dati di irraggiamento	29
3.4 Sistema di orientamento.....	34
3.5 Previsione di produzione energetica	34
4. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento ...	34
5. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini	36

Premessa

Lilo Solar s.r.l., con sede in via Sallustiana 15 – 00187 – Roma (RM), cf: 16997861006,

propone

in agro di comune di S. Ilario d'Enza (RE), un impianto agrivoltaico innovativo denominato "**Giambattista**", per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica integrata alla produzione agricola.

Lo scopo della presente relazione è quello di descrivere e analizzare la componente fotovoltaica del seguente progetto. L'impianto fotovoltaico sviluppa una potenza nominale pari a **80,0072 MWp**. Oltre che alle componenti necessarie per la generazione elettrica fotovoltaica, verrà realizzato un **elettrodotto interrato di vettoriamento in AT** che convoglierà l'energia prodotta, da una futura sottostazione elettrica situata internamente al campo fotovoltaico, sino alla stazione elettrica situata in via **SANT'ILARIO D'ENZA SS190 KM IV**, nel comune di **Sant'Ilario d'Enza (RE)**.

1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata

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

1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche¹

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.

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.

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

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 μm 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;
- *Inverter*: trasforma la corrente continua generata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata.

1.3 Suddivisione dei campi

L'impianto si compone di n. 11 campi denominati "FV.1 – FV.11", dislocati nel territorio comunale di **S. Ilario d'Enza (RE)**. I sottocampi dell'impianto seguono le denominazioni riportate nella figura che segue:



Figura 1 -estratto tavola su EAST_L_Planimetria della suddivisione dei campi

2. Descrizione delle diverse componenti

2.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo scelto per il generatore fotovoltaico è del tipo a tecnologia monocristallino bifacciale della ditta **Trinasolar di potenza 700 Watt**, di dimensioni pari a (L x B x H) 2384 mm x 1303 mm x 35 mm o similare occupante una superficie pari a circa 3,11 mq. Tale modulo presenta un'elevata efficienza pari al 22.5%. Viene riportata di seguito la scheda tecnica di dettaglio:

Mono Multi Solutions

Vertex N

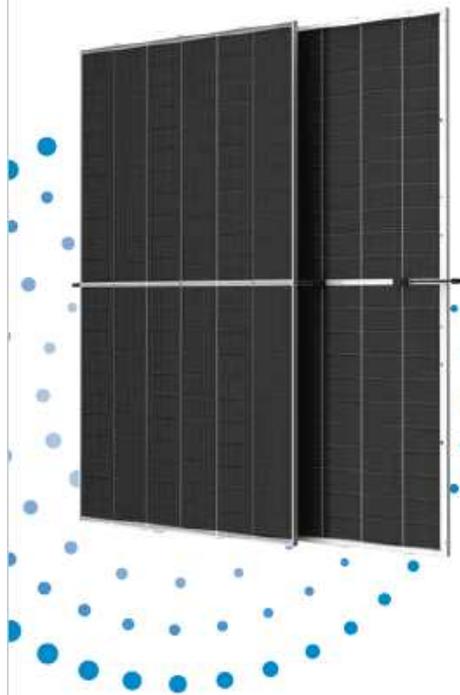
N-type i-TOPCon bifacial dual glass
 Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG21C.20
 PRODUCT RANGE: 675-700W

700W
 MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W
 POSITIVE POWER TOLERANCE

22.5%
 MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- The star of LCOE (Levelized Cost Of Energy) .Higher string power feature effectively reduces BOS (Balance of System)and LCOE
- More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 700W

- Up to 22.5% module efficiency with high density interconnect technology
- SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

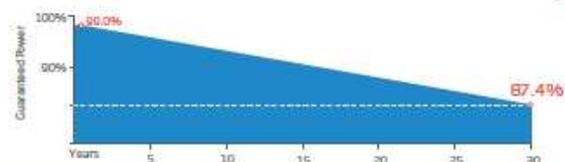
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.30%)
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates

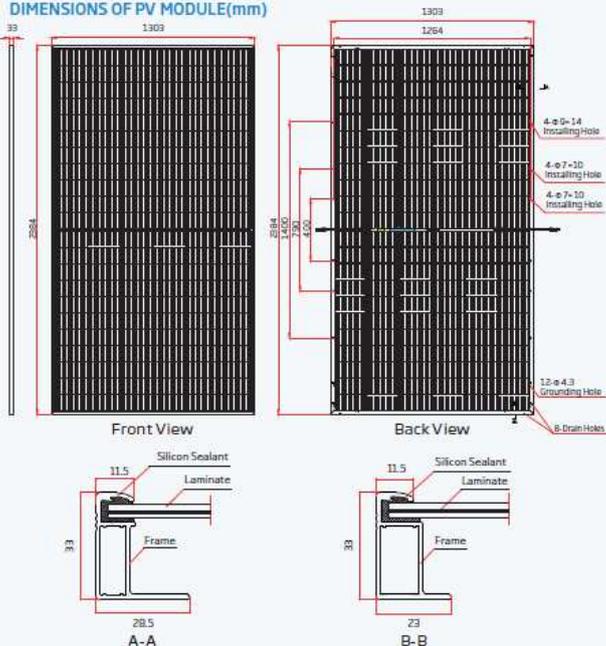


IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

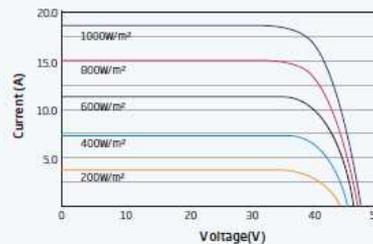
TrinaSolar

Vertex N N-type i-TOPCon bifacial dual glass Monocrystalline module

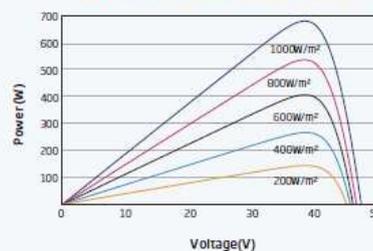
DIMENSIONS OF PV MODULE (mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (690W)



P-V CURVES OF PV MODULE (690W)



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384x1303x33 mm (93.86x51.30x1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, All Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	PDE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	TS4 PLUS / TS4

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts- P_{MPP} (W)*	675	514	680	517	685	521	690	526	695	530	700	534
Power Tolerance- P_{MPP} (W)	0 ~ +5											
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.4	37.0	39.6	37.2	39.8	37.3	40.1	37.7	40.3	37.8	40.5	38.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.12	13.89	17.16	13.91	17.19	13.94	17.23	13.96	17.25	14.02	17.29	14.05
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.2	44.7	47.4	44.9	47.7	45.2	47.9	45.4	48.3	45.8	48.6	46.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.14	14.62	18.18	14.65	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.73	18.32	14.76
Module Efficiency η_m (%)	21.7		21.9		22.1		22.2		22.4		22.5	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

	5%		10%		5%		10%		5%		10%	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power- P_{MPP} (Wp)	709	743	714	748	719	754	725	759	730	765	735	770
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.4	39.4	39.6	39.6	39.8	39.8	40.1	40.1	40.3	40.3	40.5	40.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.98	18.83	18.02	18.88	18.05	18.91	18.09	18.95	18.11	18.98	18.15	19.02
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.2	47.2	47.4	47.4	47.7	47.7	47.9	47.9	48.3	48.3	48.6	48.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.05	19.95	19.09	20.00	19.12	20.03	19.16	20.08	19.19	20.11	19.24	20.15

Power @ facality: 80±5%

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MPP}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box	33 pieces
Modules per 40' container	594 pieces

I moduli fotovoltaici bifacciali sono dei tipi di pannelli che riescono a generare energia da entrambi i lati della cella fotovoltaica, aumentando in tal modo la produzione di energia rispetto a un modulo fotovoltaico standard.

La cella sfrutta quindi sia la luce sia frontalmente che posteriormente tramite il fenomeno di "bifaccialità" che dipende dal Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati.

L'albedo è l'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi.

Più il valore dell'albedo di una superficie è vicino all'unità, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata e quindi a parità di superficie installata la potenza del modulo risulterà maggiore.

I moduli, catturando la luce riflessa sulla parte posteriore, garantiscono un incremento di produzione che può oscillare tra il 5% e il 10% (come riportato nella scheda tecnica) in più rispetto a un modulo monofacciale a seconda dell'albedo.

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

Campo	N° moduli	Potenza (kW)	Superficie pannellata* (mq)
FV.1	7.056	4.939,20	21.918,42
FV.2	12.040	8.428,00	37.400,48
FV.3	5.292	3.704,40	16.438,81
FV.4	12.208	8.545,60	37.922,35
FV.5	11.004	7.702,80	34.182,30
FV.6	11.956	8.369,20	37.139,54
FV.7	13.664	9.564,80	42.445,19
FV.8	10.920	7.644,00	33.921,36

FV.9	11.648	8.153,60	36.182,79
FV.10	4.900	3.430,00	15.221,12
FV.11	13.608	9.525,60	42.271,24
Tot. Impianto	114.296	80.007,20	355.043,61

*la superficie pannellata rappresenta la proiezione al suolo dei soli moduli fotovoltaici

2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare

Il progetto prevede l'impiego di sistemi ad inseguitore solare monoassiale di *rollio* 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*. Questo motore lavora estendendosi ed accorciandosi lungo una direttrice sub-verticale la cui inclinazione cambia di alcuni gradi durante la giornata massimizzando la produzione di energia.

Il movimento del motore si trasforma per i pannelli in rotazione intorno ad un'asse orizzontale.

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.

I pali delle strutture sono installati per semplice infissione senza preventiva perforazione e asportazione del terreno, mediante battitura. In questo modo si evita la realizzazione di fondazioni e una più semplice rimozione in fase di dismissione dell'impianto.



Figura 2 -infissione dei piedi della struttura monoassiale tramite macchina battipalo

L'interasse minimo tra le fila di trackers è stato posto pari a 9 m per massimizzare la potenza dell'impianto. I 9 metri assicurano inoltre gli spazi necessari di manovra anche in fase di manutenzione.

Sezione Est Ovest Tracker 2x14 e 2x28

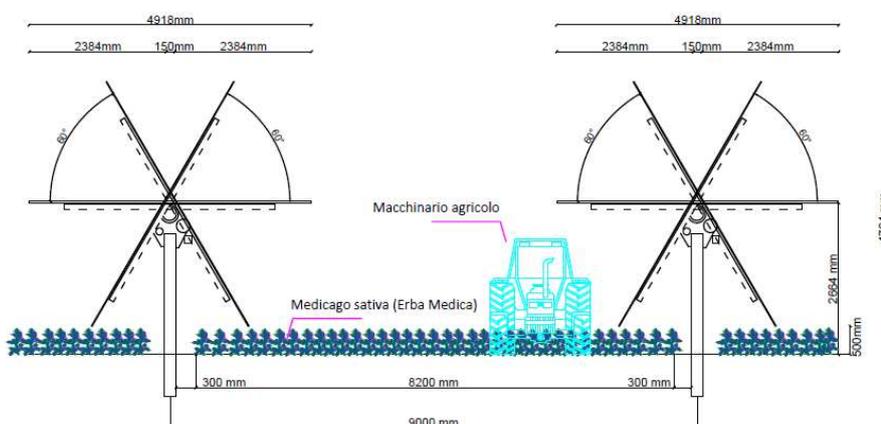


Figura 3 – Vista Est Ovest di due inseguitori solari prossimi tra loro

Le strutture monoassiali scelte per l'impianto in progetto sono di due tipi e sono state dimensionate per agevolare l'installazione da parte degli operatori durante la fase di collegamenti elettrici tra i moduli e rispettare contemporaneamente i parametri elettrici dei moduli. Tali strutture consentono di posizionare fino a due moduli lungo l'asse di rotazione ed un numero di moduli variabile (da determinare in base al modulo scelto) lungo l'asse "fisso" della struttura.

Il posizionamento dei moduli **bifacciali** sulla struttura prevede inoltre un interspazio intercorrente tra i moduli pari a **15** cm lungo l'asse di rotazione e di **1,8** cm lungo l'asse fisso.

In particolare si sono scelte delle strutture composte da:

- 2 moduli posizionati sull'asse di rotazione e 14 lungo l'asse "fisso" per un totale di 28 moduli
- 2 moduli posizionati sull'asse di rotazione e 28 lungo l'asse "fisso" per un totale di 56 moduli

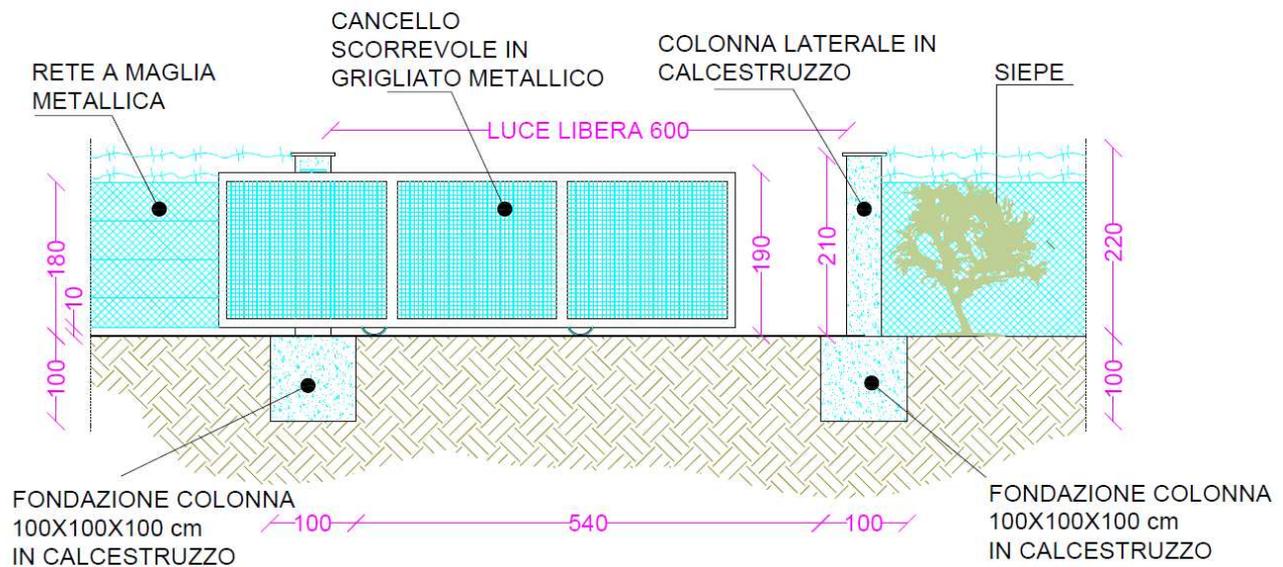
Di tali strutture che verranno identificate per semplicità come **TR2x14** e **TR2x28** vengono riportate le **caratteristiche tecniche**:

<i>Struttura</i>	<i>N° moduli</i>	<i>Angolo di rotazione max</i>	<i>Dimensione a tilt 0° (in pianta)</i>	<i>Dimensione a tilt 60° (in pianta)</i>	<i>Altezza fuoriterra Minima a tilt ±60°</i>	<i>Altezza a tilt 0°</i>	<i>Altezza fuoriterra Massima a tilt ±60°</i>
TR2X14	28	±60°	19,288 x 4,918	19,288 x 2,742	0,50	2,664	4,794
TR2X28	56	±60°	37,782 x 4,918	37,782 x 2,742	0,50	2,664	4,794

Si rimanda agli elaborati **EGI_N_Sezioni e piante tipo inseguitori solari monoassiali** e **EGI_L_Prospekti tipo inseguitori solari monoassiali** per i disegni di dettaglio delle strutture.

La seguente tabella riporta la distribuzione delle strutture suddivisa per tipologia di lunghezza e relativa ai diversi campi costituenti il parco in progetto:

<i>Campo</i>	<i>Tipo Struttura monoassiale</i>	<i>N° Tracker</i>
FV.1	TR2X14	42
	TR2X28	105
FV.2	TR2X14	48
	TR2X28	191
FV.3	TR2X14	17
	TR2X28	86
FV.4	TR2X14	46
	TR2X28	195
FV.5	TR2X14	35
	TR2X28	179
FV.6	TR2X14	25
	TR2X28	201
FV.7	TR2X14	12
	TR2X28	238
FV.8	TR2X14	10
	TR2X28	190
FV.9	TR2X14	32
	TR2X28	192
FV.10	TR2X14	19
	TR2X28	78
FV.11	TR2X14	44
	TR2X28	221
Tot. Impianto	TR2x14	330
	TR2x28	1876



Il campo sarà dotato di impianto di illuminazione con palo metallico dotato di testapalo ed idonea lampada atta a garantire un'uniforme 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.

2.4 Inverter, trasformatori, quadri

L'inverter scelto è rappresentato dall'inverter centralizzato **INGECON SUN 3825TL**. Gli inverter centralizzati sono progettati per impianti fotovoltaici di grandi dimensioni dove molte stringhe fotovoltaiche sono collegate a diversi ingressi del medesimo inverter centralizzato di grande potenza, che fornisce una corrente ad onda sinusoidale pura. In questo caso un unico grande inverter viene quindi collegato alle stringhe dell'impianto in parallelo. Di seguito si riporta la scheda tecnica dell'inverter scelto:

INGECON

SUN

3Power C Series
1,500 V_{dc}

TRANSFORMERLESS
PV INVERTER
WITH AN EXTRA
THERMAL STABILITY
AND A GREATER
POWER DENSITY

Up to 3.8 MVA at 1,500 V

Greater power density

This solar PV inverter achieves a market-leading power density of 492 kVA/m³, as it provides up to 3,825 kVA in just one power stack.

Latest generation electronics

The INGECON® SUN 3Power C Series PV inverter features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor.

Liquid Cooling System (LCS)

Ingeteam has already supplied +52 GW of liquid-cooled wind power converters worldwide. It offers a greater thermal stability and a more optimized component usage. The LCS has been designed to refrigerate the IGBTs, the power phases and the IP65 compartment. It features less moving components, so it consumes a lower amount of power and it requires less maintenance works.

The LCS is a closed circuit supplied totally filled and purged, equipped with fast connectors with an anti-dripping system, so it offers zero risk of particle entrance. It has been designed to avoid siphons in order to easily purge it if necessary. The coolant used is a biodegradable glycol water mixture. There is no need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

IP65 protection

A secondary liquid cooling system is used to refrigerate the air inside the IP65-protected compartment. A water-air heat exchanger is used for that. This compartment contains the power and control electronics, the DC fuses, the DC and AC protections, the busbars and the power phases.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON SUN

3Power C Series 1,500 Vdc

Monitoring and communication

Dual Ethernet to communicate with the SCADA and the PPC (power plant controller). Moreover, it features Wi-Fi communication as access point to connect with the inverter during commissioning and O&M works. Ingeteam's advanced PV plant monitoring system INGECON® SUN Monitor is also available at no extra cost. The Smartphone application of the INGECON® SUN Monitor -available on the App Store and on the Play Store- makes it easier and more comfortable to monitor the PV plant.

Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Advanced grid support



Low Voltage Ride Through



Fast Frequency Regulation



Reactive Power at Night



Voltage Droop Control



Active Power Reserve Without Batteries



Grid Following & Grid Forming



Black Start Capability



Automatic Voltage Regulation

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 24 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, liquid cooled, IP65 rated and air cooled by a closed loop.

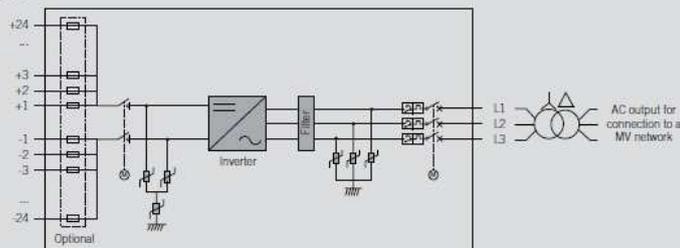
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services feeder.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- AC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).

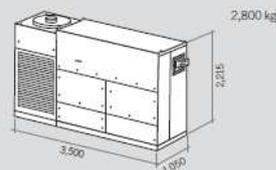
LIQUID COOLING SYSTEM

- LCS to refrigerate the IGBTs.
- More optimized component usage: greater thermal stability.
- Less moving components: lower power consumption and less maintenance works.
- No risk of particle entrance.
- Anti-corrosion protection with stainless steel components.
- LCS is used in many industries. Thus, it is very reliable, as its components are subject to many validation tests.
- Fast connectors with anti-dripping system
- Biodegradable glycol water mixture.
- No need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

INGECON® SUN 3825TL



Size and weight (mm and kg)



Ingeteam

Specifiche tecniche:

INGECON SUN		3Power C Series 1,500 Vdc						
		INGECON® SUN 3825TL						
		C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
Input (DC)								
Recommended PV array power range ⁽¹⁾		3,144 - 4,188 kWp	3,222 - 4,293 kWp	3,301 - 4,398 kWp	3,379 - 4,502 kWp	3,458 - 4,607 kWp	3,537 - 4,712 kWp	3,615 - 4,816 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾		853 - 1,300 V	874 - 1,300 V	895 - 1,300 V	916 - 1,300 V	937 - 1,300 V	958 - 1,300 V	979 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾		1,500 V						
Maximum current		3,965 A						
N° inputs with fuse-holders		Up to 24						
Fuse dimensions		Up to 630 A / 1,500 V / 1gPV / 100 kA (L/R 5mS) (optional)						
Type of connection		Connection to copper bars						
Power blocks		1						
MPPT		1						
Input protections								
Overtoltage protections		Type II surge arresters (type I+II optional)						
DC switch		Motorized DC load break disconnect						
Other protections		Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection						
Output (AC)								
Power @35 °C / @50 °C		3,326 kVA / 2,858 kVA	3,409 kVA / 2,929 kVA	3,492 kVA / 3,001 kVA	3,575 kVA / 3,072 kVA	3,658 kVA / 3,144 kVA	3,741 kVA / 3,215 kVA	3,824 kVA / 3,287 kVA
Current @35 °C / @50 °C		3,200 A / 2,750 A						
Rated voltage ⁽⁴⁾		600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency		50 / 60 Hz						
Power Factor ⁽⁵⁾		1						
Power Factor adjustable		Yes, 0 - 1 (leading / lagging)						
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾		<3%						
Output protections								
Overtoltage protections		Type II surge arresters (type I+II optional)						
AC breaker		Motorized AC circuit breaker						
Anti-islanding protection		Yes, with automatic disconnection						
Other protections		AC short-circuits and overloads						
Features								
Operating efficiency		98.9%						
CEC		98.5%						
Max. consumption aux. services		7,600 W						
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾		185 W						
Average power consumption per day		2,500 W						
General Information								
Ambient temperature		-20 °C to +60 °C						
Relative humidity (non-condensing)		0-100% (Outdoor)						
Protection class		IP65 ⁽⁸⁾						
Corrosion protection		External corrosion protection						
Maximum altitude		4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)						
Cooling system		Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)						
Air flow range		0 - 18,000 m³/h						
Average air flow		12,000 m³/h						
Acoustic emission (100% / 50% load)		57 dB(A) at 10m / 49.7 dB(A) at 10m						
Marking		CE						
EMC and security standards		IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Grid connection standards		IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code						

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems. ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the "Voc" at low temperatures. ⁽⁴⁾ Other AC voltages and powers available upon request. ⁽⁵⁾ For P_{inv}>25% of the rated power. ⁽⁶⁾ For P_{inv}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4. ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available. ⁽⁸⁾ Except for the LC filter and the air-water heat exchanger, that are IP54.

Ingeteam

Ogni inverter centralizzato viene successivamente collegato ad un **TRAFO** di potenza variabile a seconda del numero di inverter collegati. Questa operazione è necessaria affinché la tensione venga elevata da BT ad MT.

Il trasformatore scelto è l'**INGECON SUN PowerStation FSK C Series**. Tale Power station contiene al suo interno tutti i componenti necessari per il funzionamento di un impianto di generazione elettrica da fonte fotovoltaica di grande scala. Per l'impianto in progetto sono previste **11 cabine di campo**, comprensive di trasformatori ed inverter per un totale complessivo di 11 trasformatori e 19 inverter centralizzati. Le dimensioni geometriche delle PowerStation scelte sono riportate nell'elaborato **EAST_I_Cabine di campo**. Di seguito riporta la scheda tecnica di tali Power Station:

INGECON

SUN

PowerStation FSK C Series
 1,500 Vdc

**MEDIUM VOLTAGE
 POWER STATION
 CUSTOMIZED UP
 TO 7.65 MVA,
 WITH ALL THE
 COMPONENTS
 SUPPLIED ON TOP
 OF THE SAME
 SKID PLATFORM**

From 2500 up to 7650 kVA

This medium-voltage solution integrates all the necessary elements to develop a large-scale solar PV plant.

Maximize your investment with a minimal effort

Ingeteam's FSK power station is a compact, customizable and flexible solution that can be configured to suit each customer's requirements. It is supplied together with up to two photovoltaic inverters. All the equipment is suitable for outdoor installation, so there is no need of any kind of housing.

Higher adaptability and power density

This power station is now more versatile, as it presents the MV transformer integrated into a steel platform together with the LV and MV components, including the PV inverters. Moreover, it features one of the market's greatest power densities.

Plug & Play technology

This MV solution integrates power conversion equipment (up to 7.65 MVA), liquid-filled hermetically sealed transformer 36 kV class and

provision for low voltage equipment. The MV Skid is delivered pre-assembled for a fast on-site connection with up to two PV inverters from Ingeteam's INGECON® SUN 3Power C Series inverter family.

Complete accessibility

Thanks to the lack of housing, the inverters, the switchgear and the transformer can have immediate access. Furthermore, the design of the 3Power C Series central inverters has been conceived to facilitate maintenance and repair works.

Maximum protection

Ingeteam's 3Power C Series central inverters feature an IP65 protection class for their power stacks thanks to a combined water and air cooling system that optimises the operating temperature of the power electronics.

Apart from that, they feature the main electrical protections and they deploy grid support functionalities, such as low voltage ride-through capability, reactive power deliverance and active power injection control.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam

INGECON SUN PowerStation FSK C Series 1,500 Vdc

CONSTRUCTION

- Steel base frame.
- Suitable for slab or piers mounting.
- Compact design, minimising freight costs.
- Minimum installation at project site.

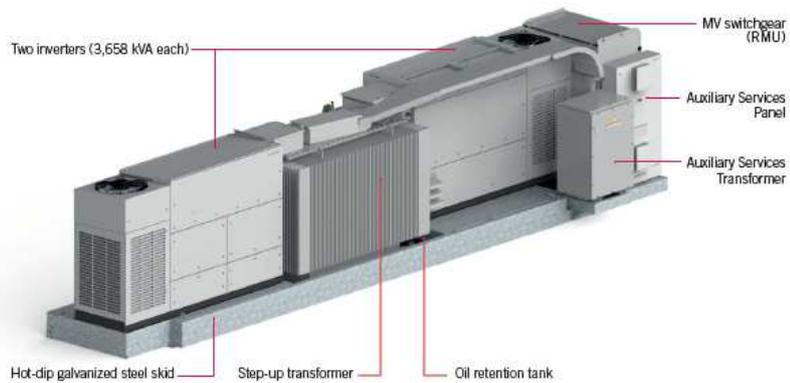
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services transformer (up to 60 kVA, Dyn11).
- MV Surge arresters.
- Self-power auxiliary services panel.
- High-speed Ethernet / fibre optic communication switch.
- INGECON® SUN StringBox with 16 / 24 / 32 input channels. Intelligent or passive string combiner box.
- Energy meter for energy production.
- Reactive power regulation when there is no PV power available.
- Ground connection of the PV array.

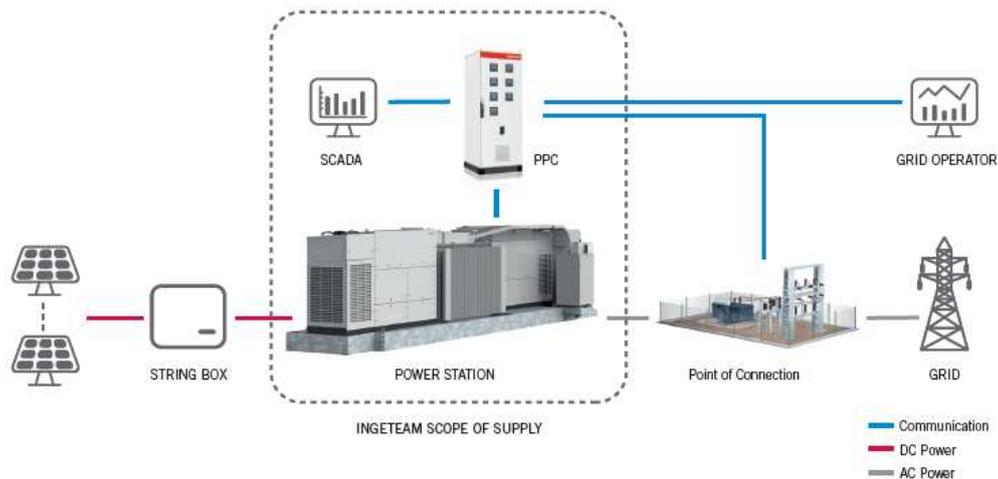
STANDARD EQUIPMENT

- Up to two inverters with an output power of 7.65 MVA.
- Liquid-filled hermetically-sealed transformer.
- 2L1A MV switchgear.
- Oil-retention tank.
- Metal frame for installation of LV equipment.

COMPONENTS



PLANT CONFIGURATION



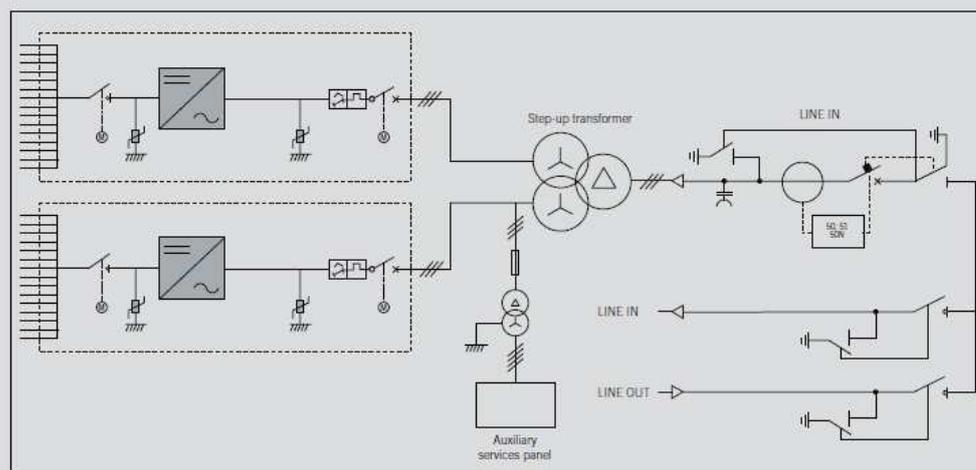
Ingeteam

INGECON SUN PowerStation FSK C Series 1,500 Vdc

	3825 FSK C Series	7650 FSK C Series
General information		
Number of inverters	1	2
Max. power. @35 °C / 95 °F ⁽¹⁾	3,658 kVA	7,316 kVA
Operating temperature range	from -5 °C to +50 °C	
Relative humidity (non condensing)	0 - 100%	
Maximum altitude	4,500 masl (power derating starting at 1,000 masl)	
Step-up Transformer		
Medium voltage	36 kV class, 50 / 60 Hz	
Cooling system	ONAN (KNAN optionally)	
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99.50%	
Installation	Readiness for outdoor installation	
MV Switchgear (RMU)		
Medium voltage	24 kV / 36 kV	
Rated current	630 A	
Cooling system	Natural air ventilation	
Protection degree	IP54	
Equipment		
Auxiliary services panel	IP54 self-powered LV panel	
Step-up transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer	
MV Switchgear	211A RMU as standard (0L1A1L, 1L1A & 0L1A optional)	
Mechanical information		
Structure type	Hot dip galvanized steel skid	
Dimensions Full Skid (W x D x H)	9,500 x 2,600 x 2,620 mm	11,390 x 2,600 x 2,620 mm
Full Skid	16 T	25 T
Standards	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	

Notes: ⁽¹⁾ Maximum power calculated with the inverter model INGECON® SUN 3825TL C690. For other inverter models, please contact Ingeteam's Solar sales department. ⁽²⁾ For European installations, ECO design according to the EU 548/2014 and EU 2019/1783 standards.

Configuration with two C Series solar inverters



Ingeteam

Per quanto riguarda l'eventuale rottura del trasformatore è già prevista in maniera prefabbricata con lo stesso la vasca di raccolta olii, per evitarne la dispersione nel suolo.

2.5 Opere elettriche

Gli impianti elettrici sono costituiti da:

- *Impianto fotovoltaico*: costituito da n°11 gruppi di conversione (Power Block) che convertono l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici da continua (DC) in alternata (AC);
- *le linee interrate in MT a 30 kV*: convogliano la produzione elettrica dai Power Block alla Stazione di Trasformazione 30/132 kV;
- *la stazione di trasformazione 30/132 kV (SET)*: trasforma l'energia al livello di tensione della rete AT. In questa stazione vengono posizionati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta;
- *stallo e-distribuzione a 132 kV (IR - impianto di rete per la connessione)*: è il nuovo stallo di consegna a 132 kV che verrà realizzato sulla sezione a 132 kV della Cabina Primaria S. Ilario di proprietà di e-distribuzione;
- *n° 1 collegamento in cavo a 132 kV*: tratto di cavo interrato a 132 kV necessario per il collegamento in antenna della SET al IR.

La rete di media tensione a 30 kV sarà composta da n° 3 circuiti con posa completamente interrata. Il tracciato planimetrico della rete è mostrato nelle tavole allegate.

Nelle tavole allegate vengono anche riportati lo schema unifilare dove con indicazione della lunghezza e della sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo e viene descritta la modalità e le caratteristiche di posa interrata.

La rete a 30 kV sarà realizzata per mezzo di cavi unipolari del tipo ARE4H1R (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):

Sezione	Portata	Resistenza
95	253	0,403
300	478	0,132
500	620	0,084
630	735	0,061

Caratteristiche elettriche cavo MT

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. Mantenendo valide le ipotesi di temperatura e resistività del terreno, i valori di portata indicati nel precedente paragrafo vanno moltiplicati per dei coefficienti di correzione che tengono conto della profondità di posa di progetto, del numero di cavi presenti in ciascuna trincea e della ciclicità di utilizzo dei cavi.

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 ≤ 15 m: nessun coefficiente riduttivo,
- lunghezza ≥ 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.

Per quanto riguarda la realizzazione della **SET** sono previste le seguenti opere civili:

- **Piattaforma**

I lavori riguarderanno le intere aree degli edifici di controllo e consisteranno nell'eliminazione del mantello vegetale, scavo, riempimento e compattamento fino ad arrivare alla quota di appianamento prevista.

- **Fondazioni**

Si realizzeranno le fondazioni necessarie alla stabilità delle apparecchiature a 30 kV.

- **Drenaggio di acqua pluviale**

Il drenaggio di acqua pluviale sarà realizzato tramite una rete di raccolta formata da tubature drenanti che canalizzeranno l'acqua attraverso un collettore verso l'esterno, orientandosi verso le cunette vicine agli edifici di controllo.

- **Canalizzazioni elettriche**

Si costruiranno le canalizzazioni elettriche necessarie alla posa dei cavi di potenza e controllo. Queste canalizzazioni saranno formate da solchi, archetti o tubi, per i quali passeranno i cavi di controllo necessari al corretto controllo e funzionamento dei distinti elementi dell'impianto.

- **Edifici di Controllo**

Gli edifici di controllo Cabina di Consegna e cabina di raccolta saranno composti dai seguenti vani:

- Locale quadri AT,
- Locale BT e trafo AT/BT,
- Locale Gruppo Elettrogeno,
- Locale comando e controllo,

- **Messa a terra**

Gli edifici di controllo saranno dotati di una rete di dispersione interrata a 0,7 m di profondità.

Si conetteranno direttamente a terra i seguenti elementi, che si considerano messa a terra di servizio:

- I neutri dei trasformatori di potenza e misura
- Le prese di terra dei sezionatori di messa a terra
- Le prese di terra degli scaricatori di sovratensione
- I cavi di terra delle linee che entrano negli edifici di controllo.

- **Messa a terra di protezione**

Tutti gli elementi metallici dell'impianto saranno connessi alla rete di terra, rispettando le prescrizioni nella CEI 99-2.

Si conetteranno a terra (protezione delle persone contro contatto indiretto) tutte le parti metalliche normalmente non sottoposte a tensione, ma che possano esserlo in conseguenza di avaria, incidenti, sovratensione o tensione indotta. Per questo motivo si conetteranno alla rete di terra:

- le carcasse di trasformatori, motori e altre macchine,
- le carpenterie degli armadi metallici (controllo e quadri AT),
- gli schermi metallici dei cavi AT,
- le tubature ed i conduttori metallici.

Nell'edificio non si metteranno a terra:

- Le porte metalliche esterne dell'edificio
- Le sbarre anti-intrusione delle finestre
- Le griglie esterne di ventilazione.

I cavi di messa a terra si fisseranno alla struttura e carcasse delle attrezzature con viti e graffe speciali di lega di rame. Si utilizzeranno saldature alluminotermiche Cadweld ad alto potere di fusione per l'unione sotterranea, per resistere alla corrosione galvanica.

Ulteriori accorgimenti tecnici riguardanti alle opere elettriche vengono riportati nella relazione **EASR_E_Relazione tecnico descrittiva opere elettriche**.

2.6 Stazione Meteorologica

All'interno dei campi è inoltre prevista l'impiego di n. 4 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.

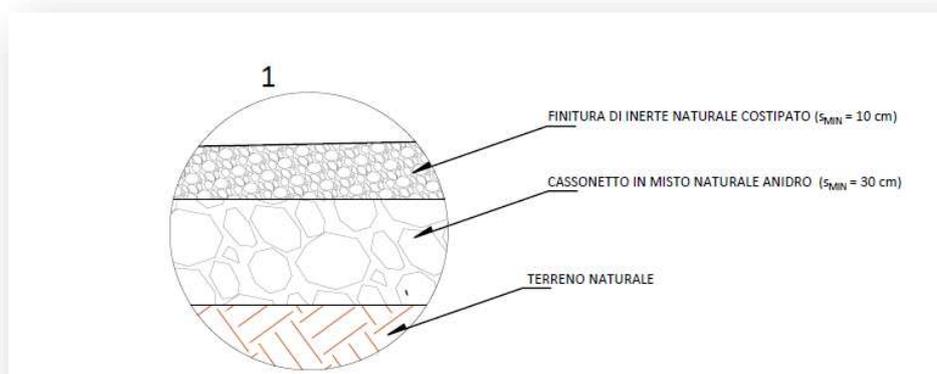
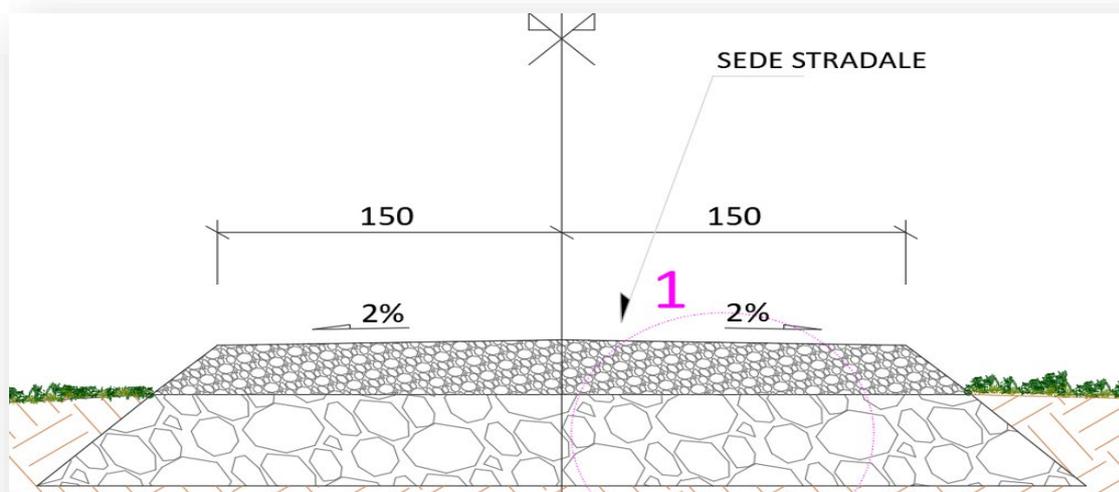


2.8 Viabilità interna

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.



2.9 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 di fattibilità tecnico-economica. La seguente tabella riporta un quadro riassuntivo:

Tempi stimati per progettazione esecutiva, la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto (come da cronoprogramma)	17 mesi
Costo stimato di realizzazione dell'impianto (come da quadro economico)	€ 57.943.344,39
Tempi stimati per la dismissione dell'impianto (come da cronoprogramma piano di dismissione)	9 mesi
Costo stimato di dismissione dell'impianto (come da computo metrico opere di dismissione)	€1.137.525,39

3. Dimensionamento dell'impianto

3.1 Sito di installazione

Il sito di installazione è ubicato interamente in agro del comune di **S. Ilario d'Enza (RE)** in un'area prevalentemente pianeggiante raggiungibile dalla rete viaria esistente. Detto terreno, suddiviso in sei aree recintate, sviluppa una superficie catastale di Ha **175,121** di cui:

- **81,876 Ha** – area adibita alla produzione di energia elettrica e all'attività agricola;
- **1,550 Ha** – area adibita alla piantumazione delle piante di mitigazione visiva;
- **69,074 Ha** – area adibita ad uso prettamente agricolo;
- **22,621 Ha** – area composte da viabilità agricola, zone ripariali, alberatura e casolari.

3.2 Potenza totale

La potenza nominale dell'Impianto FV complessivo sarà pari a **80,0072 MWp**, costituiti da n. 11 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'irradiamento 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.

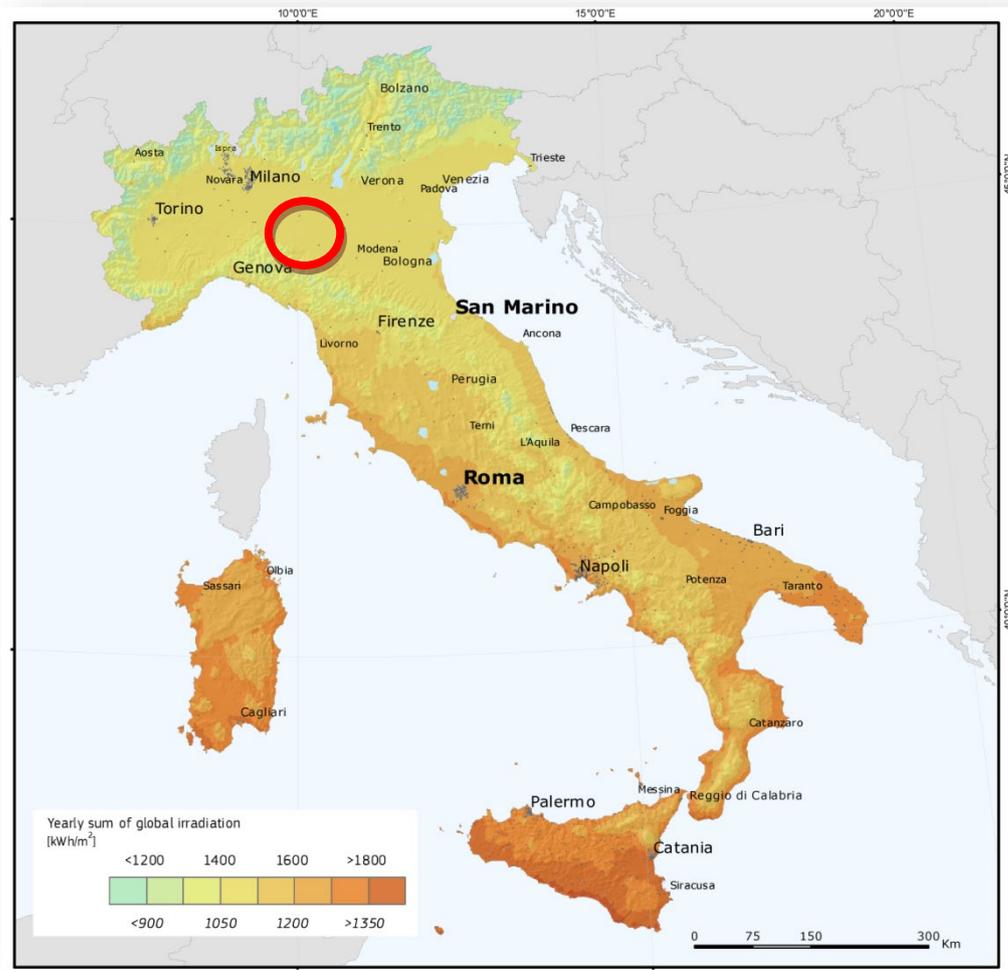
Un elemento determinante per la stima è rappresentato dalle ombre portate dalla conformazione del terreno. Infatti, in presenza di colline o montagne ci possono essere momenti in cui la posizione del sole è tale per cui la radiazione sarà ridotta rispetto a quella proveniente dal cielo o dalle nuvole. 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.



Di seguito si riporta il tabulato di elaborazione restituito dal software PVSYST finalizzato alla stima della producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico in progetto.

In relazione ai dati di input inseriti, delle perdite considerate ed a seguito dell'analisi svolta, si è stimata una producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico pari a **1.577 kWh/kWp anno**.

La tabella che segue riporta i risultati parziali ottenuti dall'analisi per ogni sottocampo di simulazione.

Campo FV	Tipo struttura monoassiale	Strutture monoassiali ad inseguimento solare	N° moduli	Potenza in DC in ingresso all'inverter	Moduli per Stringa	Tipo inverter	N° inverter	Pot. In AC in uscita dall'inverter	Tipo TRAF	Pot. Trafo	DC /AC	Produttività annua impianto
-	-	n°	n°	(kW)	n°	-	n°	kVA		kVA	-	MWh/anno
FV.1	TR2X14	42	1,176	4,939.20	252	C690	1	3,824.00	3825 FSK C Series	3,658.00	1.29	7,789.12
FV.1	TR2X28	105	5,880									
FV.2	TR2X14	48	1,344	8,428.00	430	C690	2	7,648.00	7650 FSK C Series	7,316.00	1.10	13,290.96
FV.2	TR2X28	191	10,696									
FV.3	TR2X14	17	476	3,704.40	189	C600	1	3,326.00	3825 FSK C Series	3,658.00	1.11	5,841.84
FV.3	TR2X28	86	4,816									
FV.4	TR2X14	46	1,288	8,545.60	436	C690	2	7,648.00	7650 FSK C Series	7,316.00	1.12	13,476.41
FV.4	TR2X28	195	10,920									
FV.5	TR2X14	35	980	7,702.80	393	C600	2	6,652.00	7650 FSK C Series	7,316.00	1.16	12,147.32
FV.5	TR2X28	179	10,024									
FV.6	TR2X14	25	700	8,369.20	427	C690	2	7,648.00	7650 FSK C Series	7,316.00	1.09	13,198.23
FV.6	TR2X28	201	11,256									
FV.7	TR2X14	12	336	9,564.80	488	C690	2	7,648.00	7650 FSK C Series	7,316.00	1.25	15,083.69
FV.7	TR2X28	238	13,328									
FV.8	TR2X14	10	280	7,644.00	390	C600	2	6,652.00	7650 FSK C Series	7,316.00	1.15	12,054.59
FV.8	TR2X28	190	10,640									
FV.9	TR2X14	32	896	8,153.60	416	C690	2	7,648.00	7650 FSK C Series	7,316.00	1.07	12,858.23

FV.9	TR2X28	192	10,752									
FV.10	TR2X14	19	532	3,430.00	175	C600	1	3,326.00	3825 FSK C Series	3,658.00	1.03	5,409.11
FV.10	TR2X28	78	4,368									
FV.11	TR2X14	44	1,232	9,525.60	486	C690	2	7,648.00	7650 FSK C Series	7,316.00	1.25	15,021.87
FV.11	TR2X28	221	12,376									
TOTALE IMPIANTO		2,206.00	114,296	80,007.20	4,082		19	69,668.00			1.15	126,171.35

3.4 Sistema di orientamento

Sistema di orientamento mobile ad inseguimento solare monoassiale di rollio (rotazione intorno all'asse nord-sud) con rotazione intorno all'asse nord-sud.

3.5 Previsione di produzione energetica

Dai dati riportati in allegato la produzione di energia elettrica stimata al netto delle perdite è quantificata in **126.171,35 MWh/anno**.

4. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento

Nel prospetto che segue viene riportato l'elenco, comunque non esaustivo, degli Enti competenti per il rilascio dei pareri e nulla osta:

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
1	Comune di Sant'Ilario d'Enza	Via Roma, 84 42049 Sant'Ilario d'Enza (RE)	santilariodenza@cert.provincia.re.it	Sant'Ilario d'Enza (RE)
2	Rivoluzione verde e transizione ecologica	Viale Aldo Moro, 44 - 40127 Bologna (BO)	redazionenergia@regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)

EGCR_B	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	34 di 36
--------	---	----------

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
3	Area pianificazione territoriale, urbanistica e tutela del paesaggio	Viale Aldo Moro, 44 - 40127 Bologna (BO)	urbapae@postacert.regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
4	Area valutazione impatto ambientale e autorizzazioni	Viale della Fiera, 8 40127 Bologna (BO)	vipsa@postacert.regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
5	Area Tutela e Gestione Acqua	Viale della Fiera, 8 40127 Bologna (BO)	acqua@postacert.regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
6	Area Rigenerazione Urbana e Politiche per l'Abitare	Viale Aldo Moro n. 30 - 40127 Bologna (BO)	pru@postacert.regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
7	Settore Agricoltura, caccia e pesca - Ambiti Modena e Reggio Emilia	Via Scaglia Est, 15 - 41126 Modena (MO)	stacp.mo@postacert.regione.emilia-romagna.it	Modena (MO)
8	Provincia di Reggio Emilia	Corso Garibaldi, 59 - 42121 Reggio Emilia (RE)	info@provincia.re.it	Reggio Emilia (RE)
9	Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per la città metropolitana di Bologna e le province di Modena, Reggio Emilia e Ferrara	Via IV novembre, 5 - 40123 Bologna (BO)	sabap-bo@pec.cultura.gov.it	Bologna (BO)
10	Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG) Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale	Via Zamboni, 1 - 40125 Bologna (BO)	unmig.bologna@pec.mase.gov.it	Bologna (BO)
11	Comando VV.F.F.	Via della Canalina, 8, 42123 Reggio Emilia (RE)	com.reggioemilia@cert.vigilfuoco.it	Reggio Emilia (RE)
12	Aeronautica Militare - Comando III Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio - Ufficio Servitù Militari	Lungomare Nazario Sauro, 39 70121, Bari (BA)	aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it	Bari (BA)
13	Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Settentrionale	Via dei Servi, 15, 50122 Firenze (FI)	adbarno@postacert.toscana.it	Firenze (FI)
14	ENAC	Viale Castro Pretorio, 118 - 00185 - Roma (RM)	comunicazione@enac.gov.it	Roma (RM)
15	ENAV S.p.A.	Via Salaria, 716 00138, Roma (RM)	protocollogenerale@pec.enav.it	Roma (RM)
16	SNAM RETE GAS - Distretto Centro Orientale - Centro di Bologna	Via Marco Emilio Lepido, 288, 40132 Bologna (BO)	distrettoceor@pec.snamretegas.it	Bologna (BO)
17	TERNA Spa c/o TERNA RETE ITALIA Spa	Viale Egidio Galbani, 70 00156, Roma (RM)	info@pec.terna.it ternareteitaliaspa@pec.terna.it	Roma (RM)
18	ASL Reggio Emilia	Via Amendola 2, 42122 - Reggio Emilia (RE)	info@pec.ausl.re.it	Reggio Emilia (RE)

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
19	Centro Informazioni Geotopografiche Aeronautiche (CIGA)	Aeroporto "M. De Bernardi", via di Pratica di Mare, 45 00040, Pomezia (RM)	aerogeo@postacert.difesa.it	Pomezia (RM)
20	Agenzia delle Dogane di Reggio Emilia	Via Napoli, 32, 42124 Reggio Emilia (RE)	monopoli.parma@pec.adm.gov.it.	Reggio Emilia (RE)
21	ANAS s.p.a.	Viale Angelo Masini, 8, 40126 Bologna (BO)	servizioclienti@postacert.stradeanas.it	Bologna (BO)
23	ARPAE Emilia Romagna	Via Po, 5 – 40139 Bologna (BO)	dirgen@cert.arpa.emr.it	Bologna (BO)
24	Consorzio di bonifica dell'Emilia centrale	Corso Garibaldi n.42 - 42121 Reggio Emilia (RE)	protocollo@pec.emiliacentrale.it	Reggio Emilia (RE)
25	ENEL	Viale Regina Margherita n.125- Roma (RM)	enelenergia@pec.enel.it	Roma (RM)

Tabella 1 – Elenco degli enti comunque coinvolti nel procedimento

5. 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: EMR.03 - GIAMBATTISTA

Variant: TRINA 700 W - Pitch 9 m 80MW SUDDIVISO PER CAMPI

Tracking system with backtracking

System power: 80.01 MWp

Calerno - Italia

Author

New Developments srls (Italy)



Project: EMR.03 - GIAMBATTISTA

Variant: TRINA 700 W - Pitch 9 m 80MW SUDDIVISO PER CAMPI

PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Calerno	Latitude 44.76 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitude 10.48 °E	
	Altitude 46 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Calerno		
PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation	Tracking algorithm	Near Shadings
Orientation	Astronomic calculation	Linear shadings : Slow (simul.)
Tracking plane, horizontal N-S axis	Backtracking activated	Diffuse shading Automatic
Axis azimuth 0 °		
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 114296 units	Nb. of units 19 units	
Pnom total 80.01 MWp	Pnom total 69.67 MWac	
	Pnom ratio 1.148	
User's needs		
Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy 126152115 kWh/year	Specific production 1577 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.57 %
------------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	10
Main results	11
Loss diagram	12
Predef. graphs	13
Single-line diagram	14



PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking	
PV Field Orientation		Tracking algorithm	Backtracking array
Orientation		Astronomic calculation	Nb. of trackers 2206 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated	Identical arrays
Axis azimuth	0 °		Sizes
			Tracker Spacing 9.00 m
			Collector width 4.92 m
			Ground Cov. Ratio (GCR) 54.6 %
			Phi min / max. -/+ 30.0 °
			Backtracking strategy
			Phi limits for BT -/+ 79.9 °
			Backtracking pitch 9.00 m
			Backtracking width 4.92 m
			Mode Selected tracker
Models used		Near Shadings	User's needs
Transposition	Perez	Linear shadings : Slow (simul.)	Unlimited load (grid)
Diffuse	Imported	Diffuse shading Automatic	
Circumsolar	separate		
Horizon			
Free Horizon			
Bifacial system			
Model	2D Calculation		
	unlimited trackers		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	9.00 m	Ground albedo	0.20
Tracker width	4.92 m	Bifaciality factor	81 %
GCR	54.6 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.70 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Shed transparent fraction	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Ingeteam
Model	TSM-700NEG21C.20	Model	Ingecon Sun 3825TL C690 Preliminary
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	3824 kWac
Number of PV modules	82180 units	Number of inverters	13 units
Nominal (STC)	57.53 MWp	Total power	49712 kWac
Array #1 - FV.1			
Number of PV modules	7056 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4939 kWp	Total power	3824 kWac
Modules	252 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	979-1300 V
Pmpp	4568 kWp	Max. power (=>30°C)	3965 kWac
U mpp	1037 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.29
I mpp	4405 A		



PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

PV Array Characteristics

Array #2 - FV.2

Number of PV modules	12040 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	8428 kWp	Total power	7648 kWac
Modules	430 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	979-1300 V
Pmpp	7795 kWp	Max. power (=>30°C)	3965 kWac
U mpp	1037 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
I mpp	7516 A		

Array #4 - FV.4

Number of PV modules	12208 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	8546 kWp	Total power	7648 kWac
Modules	436 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	979-1300 V
Pmpp	7904 kWp	Max. power (=>30°C)	3965 kWac
U mpp	1037 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
I mpp	7621 A		

Array #6 - FV.6

Number of PV modules	11956 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	8369 kWp	Total power	7648 kWac
Modules	427 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	979-1300 V
Pmpp	7741 kWp	Max. power (=>30°C)	3965 kWac
U mpp	1037 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.09
I mpp	7464 A		

Array #7 - FV.7

Number of PV modules	13664 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	9565 kWp	Total power	7648 kWac
Modules	488 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	979-1300 V
Pmpp	8847 kWp	Max. power (=>30°C)	3965 kWac
U mpp	1037 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
I mpp	8530 A		

Array #9 - FV.9

Number of PV modules	11648 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	8154 kWp	Total power	7648 kWac
Modules	416 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	979-1300 V
Pmpp	7542 kWp	Max. power (=>30°C)	3965 kWac
U mpp	1037 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.07
I mpp	7271 A		

Array #11 - FV.11

Number of PV modules	13608 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	9526 kWp	Total power	7648 kWac
Modules	486 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	979-1300 V
Pmpp	8811 kWp	Max. power (=>30°C)	3965 kWac
U mpp	1037 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
I mpp	8495 A		

**PVsyst V7.4.4**

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Ingeteam
Model	TSM-700NEG21C.20	Model	Ingecon Sun 3825TL C600 Preliminary
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	700 Wp	Unit Nom. Power	3326 kWac
Number of PV modules	32116 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	22.48 MWp	Total power	19956 kWac
Array #3 - FV.3		Array #3 - FV.3	
Number of PV modules	5292 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3704 kWp	Total power	3326 kWac
Modules	189 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	3426 kWp	Operating voltage	853-1300 V
U mpp	1037 V	Max. power (=>30°C)	3326 kWac
I mpp	3304 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
Array #5 - FV.5		Array #5 - FV.5	
Number of PV modules	11004 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	7703 kWp	Total power	6652 kWac
Modules	393 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	7125 kWp	Operating voltage	853-1300 V
U mpp	1037 V	Max. power (=>30°C)	3326 kWac
I mpp	6869 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.16
Array #8 - FV.8		Array #8 - FV.8	
Number of PV modules	10920 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	7644 kWp	Total power	6652 kWac
Modules	390 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	7070 kWp	Operating voltage	853-1300 V
U mpp	1037 V	Max. power (=>30°C)	3326 kWac
I mpp	6817 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
Array #10 - FV.10		Array #10 - FV.10	
Number of PV modules	4900 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3430 kWp	Total power	3326 kWac
Modules	175 string x 28 In series		
At operating cond. (50°C)		At operating cond. (50°C)	
Pmpp	3173 kWp	Operating voltage	853-1300 V
U mpp	1037 V	Max. power (=>30°C)	3326 kWac
I mpp	3059 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	80007 kWp	Total power	69668 kWac
Total	114296 modules	Max. power	71501 kWac
Module area	355044 m ²	Number of inverters	19 units
Cell area	332670 m ²	Pnom ratio	1.15



PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.2 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

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	1.000	0.999	0.994	0.969	0.928	0.829	0.585	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.13 mΩ
Loss Fraction 0.8 % at STC

Array #1 - FV.1

Global array res. 2.7 mΩ
Loss Fraction 1.1 % at STC

Array #2 - FV.2

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 0.8 % at STC

Array #3 - FV.3

Global array res. 2.5 mΩ
Loss Fraction 0.7 % at STC

Array #4 - FV.4

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 0.8 % at STC

Array #5 - FV.5

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 0.8 % at STC

Array #6 - FV.6

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 0.8 % at STC

Array #7 - FV.7

Global array res. 1.1 mΩ
Loss Fraction 0.8 % at STC

Array #8 - FV.8

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 0.7 % at STC

Array #9 - FV.9

Global array res. 1.2 mΩ
Loss Fraction 0.8 % at STC

Array #10 - FV.10

Global array res. 2.6 mΩ
Loss Fraction 0.7 % at STC

Array #11 - FV.11

Global array res. 1.1 mΩ
Loss Fraction 0.8 % at STC

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

constant (fans) 7.6 kW
17024.0 kW from Power thresh.
Night aux. cons. 185.0 kW



PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 690 Vac tri
Loss Fraction 0.03 % at STC

Inverters: Ingecon Sun 3825TL C690 Preliminary, Ingecon Sun 3825TL C600 Preliminary

Wire section (19 Inv.) Alu 19 x 3 x 4000 mm²
Average wires length 5 m

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV
Average loss Fraction 0.11 % at STC

Array #1 - FV.1

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 1400 m

Array #3 - FV.3

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 786 m

Array #5 - FV.5

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 1196 m

Array #7 - FV.7

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 780 m

Array #9 - FV.9

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 611 m

Array #11 - FV.11

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 505 m

Array #2 - FV.2

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 1124 m

Array #4 - FV.4

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 690 m

Array #6 - FV.6

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 1196 m

Array #8 - FV.8

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 611 m

Array #10 - FV.10

Wires Alu 3 x 185 mm²
Length 22 m



PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

One transfo in each sub-array

Array #1 - FV.1

Transformer parameters

Nominal power at STC 4.86 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 4.86 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 48.56 kVA

Copper loss fraction 1.00 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.98 mΩ

Array #2 - FV.2

Transformer parameters

Nominal power at STC 8.29 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 9.71 kVA

Iron loss fraction 0.12 % at STC

Copper loss 70.73 kVA

Copper loss fraction 0.85 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.49 mΩ

Array #3 - FV.3

Transformer parameters

Nominal power at STC 3.64 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 4.22 kVA

Iron loss fraction 0.12 % at STC

Copper loss 31.42 kVA

Copper loss fraction 0.86 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 1.13 mΩ

Array #4 - FV.4

Transformer parameters

Nominal power at STC 8.40 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 9.71 kVA

Iron loss fraction 0.12 % at STC

Copper loss 72.72 kVA

Copper loss fraction 0.87 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.49 mΩ

Array #5 - FV.5

Transformer parameters

Nominal power at STC 7.57 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 8.44 kVA

Iron loss fraction 0.11 % at STC

Copper loss 67.91 kVA

Copper loss fraction 0.90 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.56 mΩ

Array #6 - FV.6

Transformer parameters

Nominal power at STC 8.23 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 9.71 kVA

Iron loss fraction 0.12 % at STC

Copper loss 69.76 kVA

Copper loss fraction 0.85 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.49 mΩ



PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

One transfo in each sub-array

Array #7 - FV.7

Transformer parameters

Nominal power at STC 9.40 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 9.71 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 91.06 kVA

Copper loss fraction 0.97 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.49 mΩ

Array #8 - FV.8

Transformer parameters

Nominal power at STC 7.52 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 8.45 kVA

Iron loss fraction 0.11 % at STC

Copper loss 66.88 kVA

Copper loss fraction 0.89 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.56 mΩ

Array #9 - FV.9

Transformer parameters

Nominal power at STC 8.02 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 9.71 kVA

Iron loss fraction 0.12 % at STC

Copper loss 66.21 kVA

Copper loss fraction 0.83 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.49 mΩ

Array #10 - FV.10

Transformer parameters

Nominal power at STC 3.37 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 4.22 kVA

Iron loss fraction 0.13 % at STC

Copper loss 26.95 kVA

Copper loss fraction 0.80 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 1.13 mΩ

Array #11 - FV.11

Transformer parameters

Nominal power at STC 9.37 MVA

Iron Loss (24/24 Connexion) 9.71 kVA

Iron loss fraction 0.10 % at STC

Copper loss 90.32 kVA

Copper loss fraction 0.96 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.49 mΩ

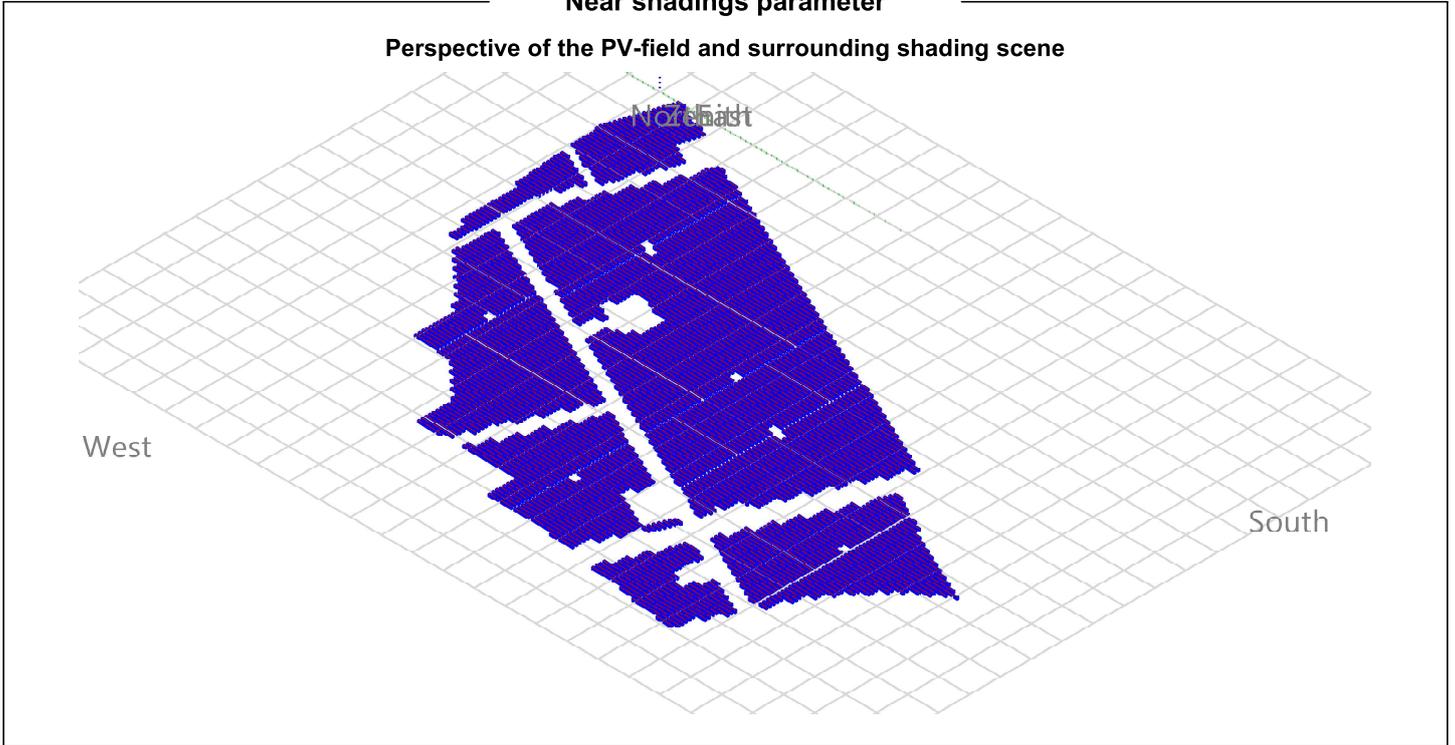


PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

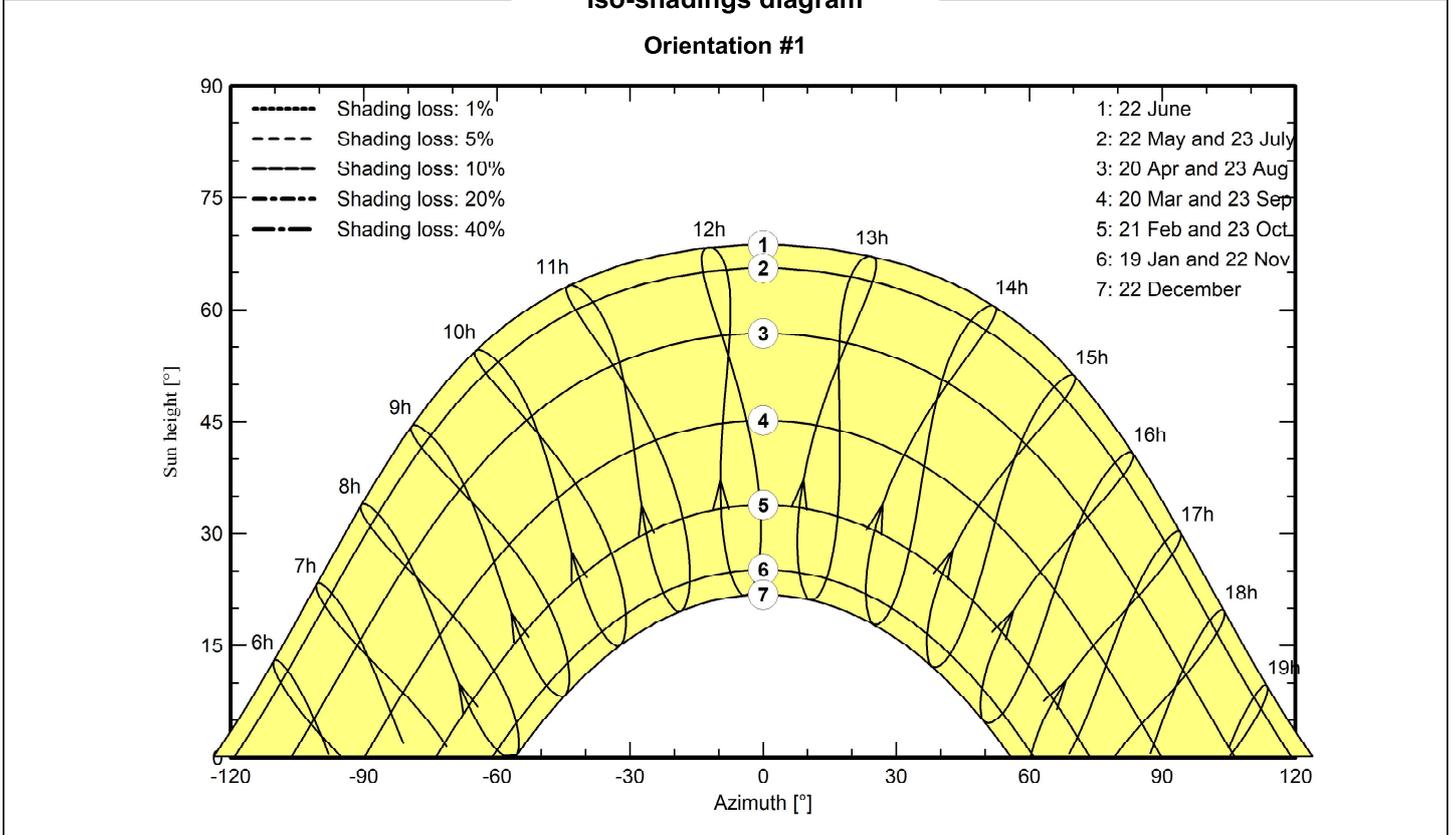
New Developments srls (Italy)

Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy 126152115 kWh/year

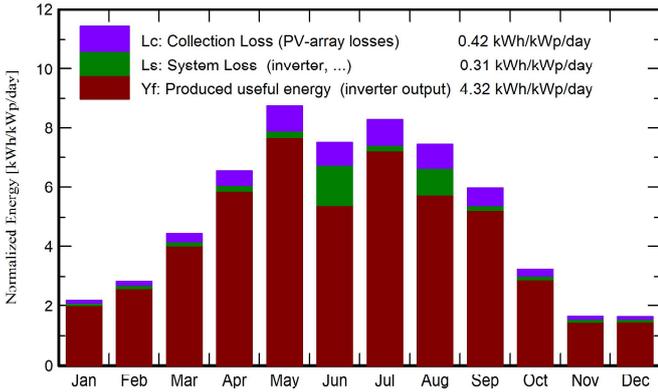
Specific production

1577 kWh/kWp/year

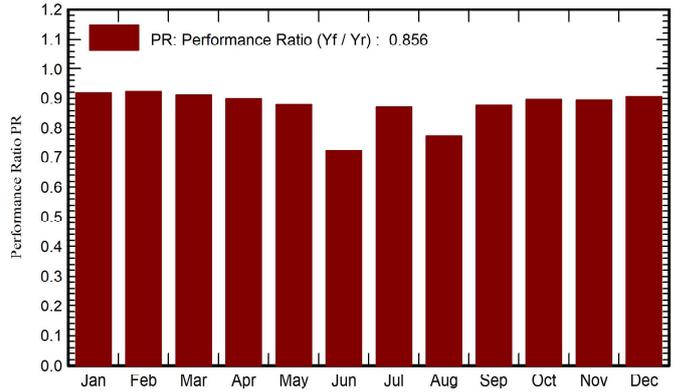
Perf. Ratio PR

85.57 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	53.4	23.58	2.61	67.9	63.9	5243549	4988317	0.918
February	63.0	25.72	3.40	79.0	74.8	6100434	5842508	0.925
March	111.7	47.23	8.13	136.9	130.1	10345348	9983991	0.912
April	158.6	58.72	11.72	196.4	187.3	14583075	14131183	0.899
May	218.9	65.55	17.33	271.3	259.6	19648678	19070923	0.879
June	185.4	74.00	20.77	224.8	214.5	16190104	12991072	0.722
July	209.5	73.54	21.89	256.8	245.3	18441752	17905988	0.872
August	185.7	62.49	24.21	230.7	220.6	16479321	14302117	0.775
September	142.6	45.55	21.59	179.1	171.1	12973381	12563872	0.877
October	81.7	38.32	13.98	100.7	95.4	7528699	7229924	0.897
November	41.9	26.75	9.49	49.0	45.8	3732564	3510263	0.896
December	40.0	19.22	1.56	50.1	46.8	3869783	3631956	0.905
Year	1492.4	560.68	13.11	1842.7	1755.1	135136687	126152115	0.856

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

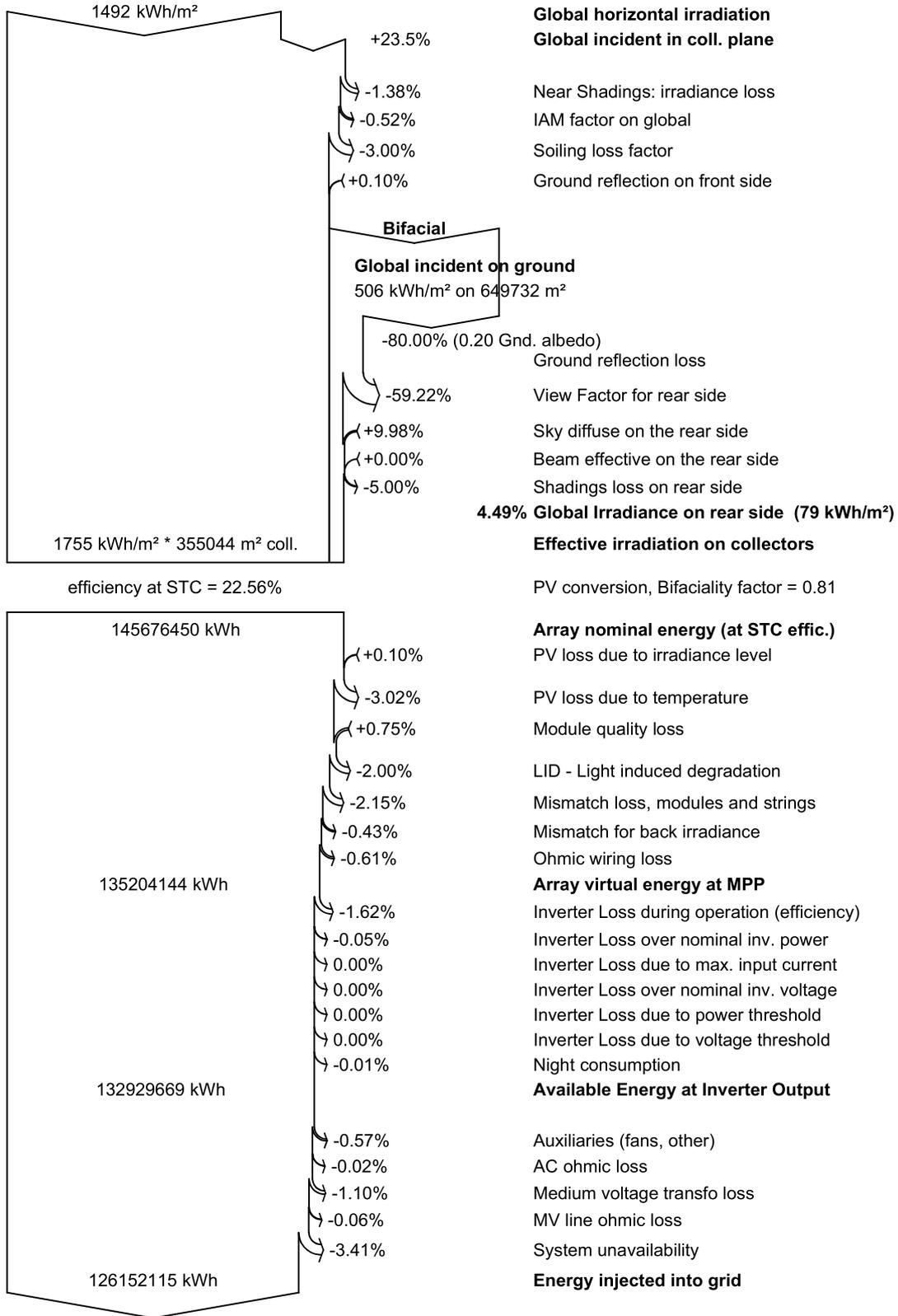


PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

New Developments srls (Italy)

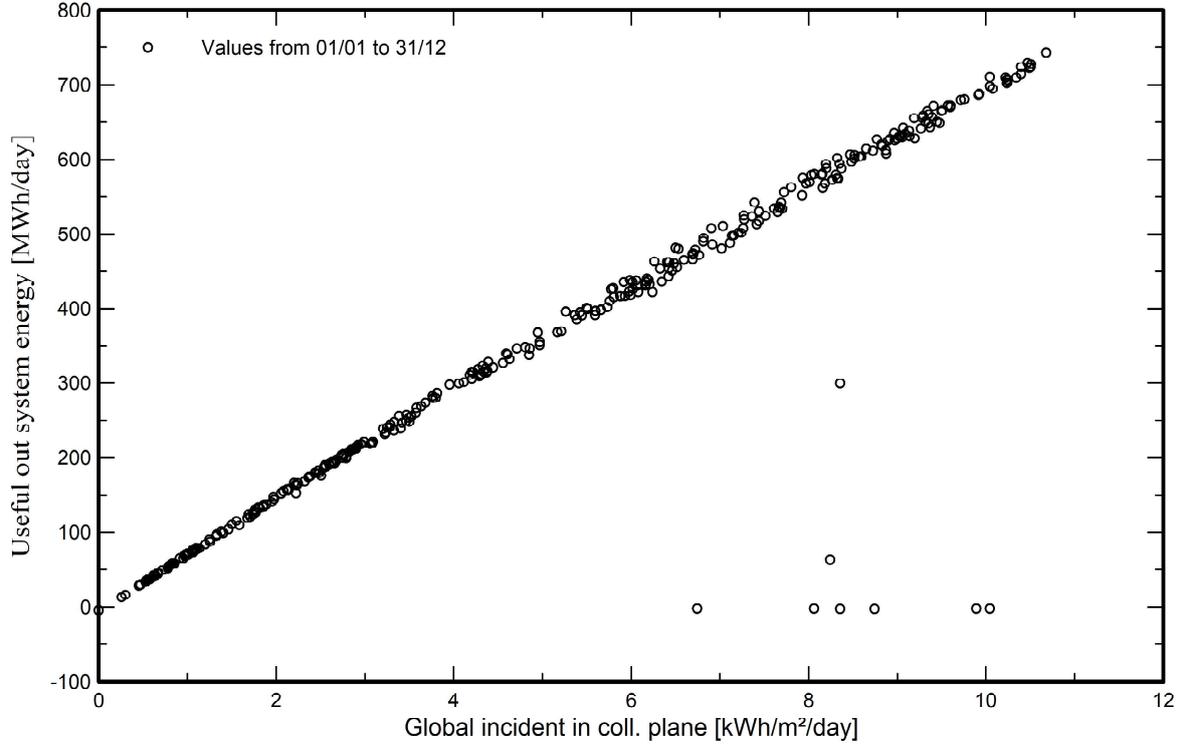
Loss diagram



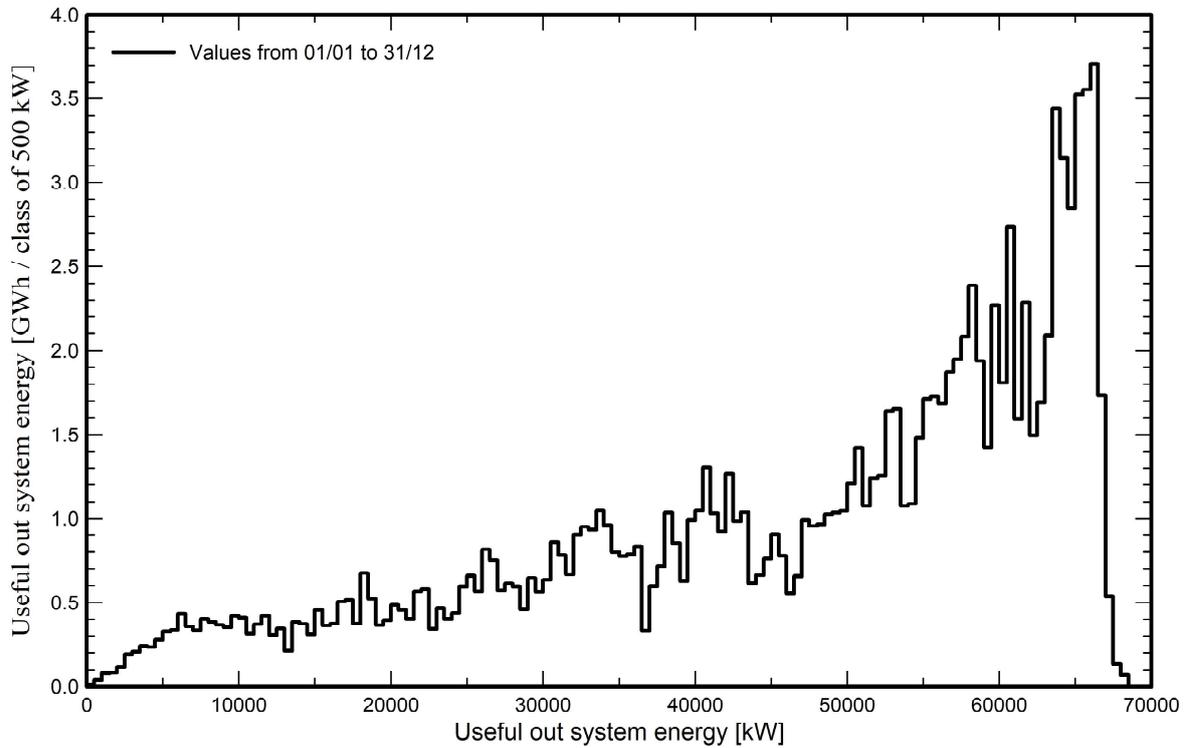


Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

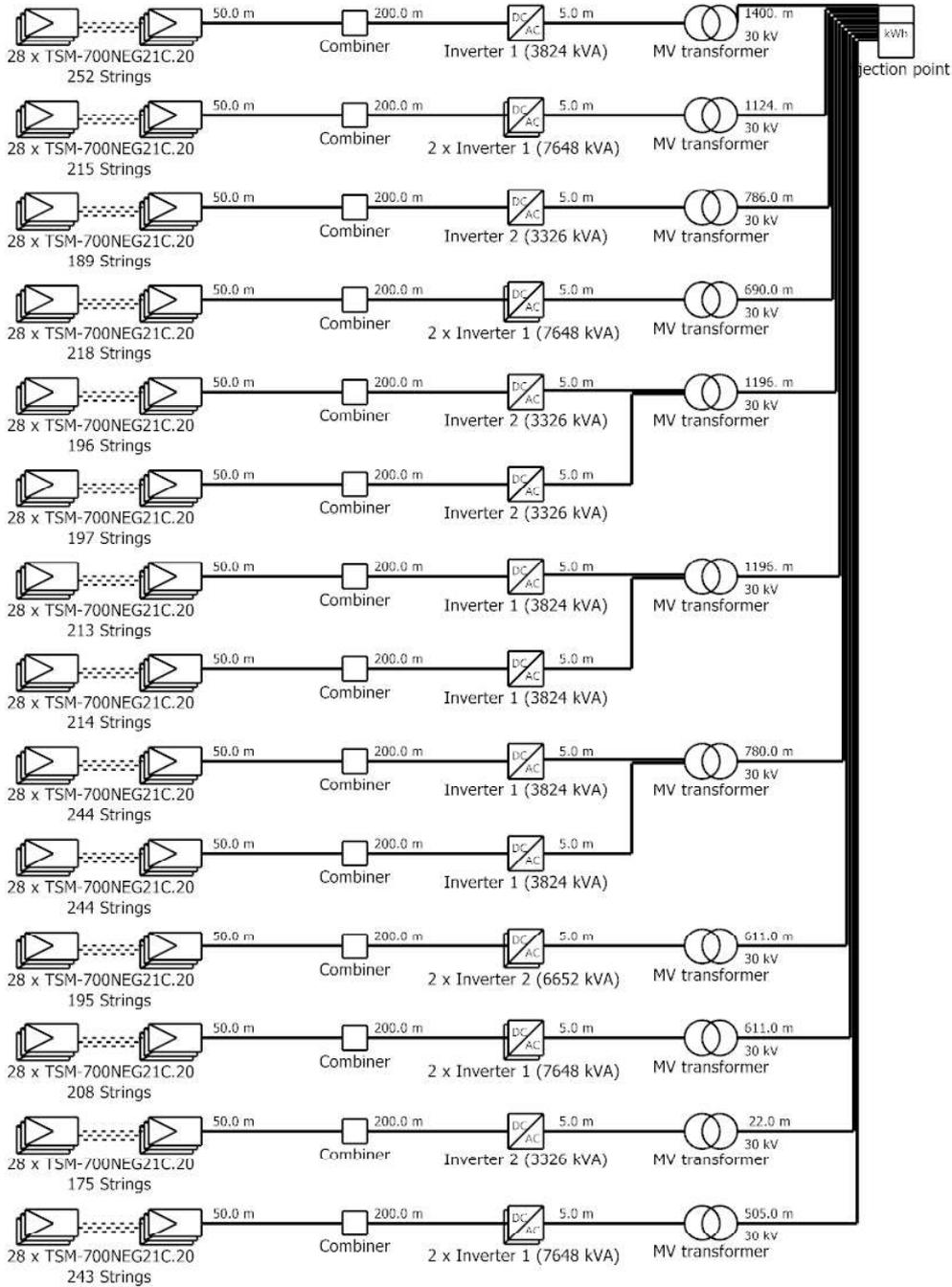




PVsyst V7.4.4

VC5, Simulation date:
21/11/23 17:53
with v7.4.4

Single-line diagram



PV module	TSM-700NEG21C.20
Inverter 1	Ingecon Sun 3825TL C690 Preliminary
Inverter 2	Ingecon Sun 3825TL C600 Preliminary
String	28 x TSM-700NEG21C.20

EMR

New Developments srls (Ital

VC5 : TRINA 700 W - Pitch 9 m 80MW
SUDDIVISO PER CAMPI

21/11/23