

INDICE

1. Oggetto.....	3
2. Il sito	4
Configurazione geometrica e strutture ad inseguimento monoassiale.....	7
Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali effettuati per mezzo del software PVsyst.....	9
3. Configurazione elettrica generatore fotovoltaico.....	20
Verifica di compatibilità campo fotovoltaico-inverter.....	22
Interfaccia rete.....	23
Misura energia prodotta	23
Misura energia iniettata/prelevata	23
Cabina elettrica	23
Cadute di tensione.....	25
Protezione circuitale da sovracorrenti dovute a sovraccarichi.....	25
Protezione contro il corto circuito.....	25
Impianto di terra e conduttori di protezione.....	25
Protezione contro i contatti indiretti.....	26
Protezione contro i contatti diretti.....	26
Protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica/o manovre.....	26
4. Componentistica.....	27
Moduli fotovoltaici	27
Quadri di parallelo DC.....	29
Inverter	33
Interfaccia di rete	37
Quadri AC_bt.....	38
Trasformatori	38
Impianto di terra.....	39
5. Cavidotti.....	40
6. Area e Piste di Accesso, Aree Tecniche, Recinzione e Cannello	43
7. Scavi, Sbancamenti e Riporti e Caratterizzazione Terre di Scavo.....	44
8. Montaggio componenti	45
9. Collaudi.....	45
10. Messa in esercizio	47
11. Documentazione.....	48
12. Principali riferimenti normativi	49

1. Oggetto

Il presente progetto è presentato nell'ambito dell'attuazione della Direttiva 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, ed è in linea con le finalità perseguite dal D.Lgs. 387/2003; in particolare è volto a:

- a) promuovere un maggior contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di energia elettrica nel mix italiano ed in quello comunitario;
- b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi nazionali di cui all'art. 3, primo comma del citato D.Lgs.

Lo sviluppo delle energie rinnovabili è fondamentale per la salvaguardia dell'ambiente, consentendo una riduzione delle alterazioni climatiche dovute alle emissioni CO₂. Pertanto le opere in progetto, nonché le infrastrutture necessarie per la costruzione e l'esercizio, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti (art. 12 D.Lgs. 387/2003).

Il soggetto responsabile dell'impianto (produttore) intende realizzare un impianto solare fotovoltaico a terra da 71,547 MWp, da ubicarsi nel Comune di Canino (VT) [42°28'25.78"N - 11°39'11.99"E].

L'infrastruttura in progetto, caratterizzata da strutture ad inseguimento monoassiale per l'ancoraggio dei moduli fotovoltaici e comprensiva delle opere di connessione alla rete elettrica nazionale, prevede una potenza di picco pari a 71547,30 kWp ed una potenza complessiva AC pari a 66570,00 kW.

2. Il sito

Il fondo ove sarà installato l'impianto è individuato al NCT del comune di Canino:

- al foglio di mappa n.3 particelle n. 7, 8, 9;
- al foglio di mappa n.31 particella n. 2;
- al foglio di mappa n.2 particella n. 80
- al foglio di mappa n.20 particella n.42

L'impianto è suddiviso in tre settori, connessi tra di loro attraverso cavidotti interrati in MT, in modo da costituire un'unica centrale fotovoltaica. Le tre porzioni di impianto, caratterizzate da un'estensione complessiva pari a 95,3 ha, sono identificate con i nomi:

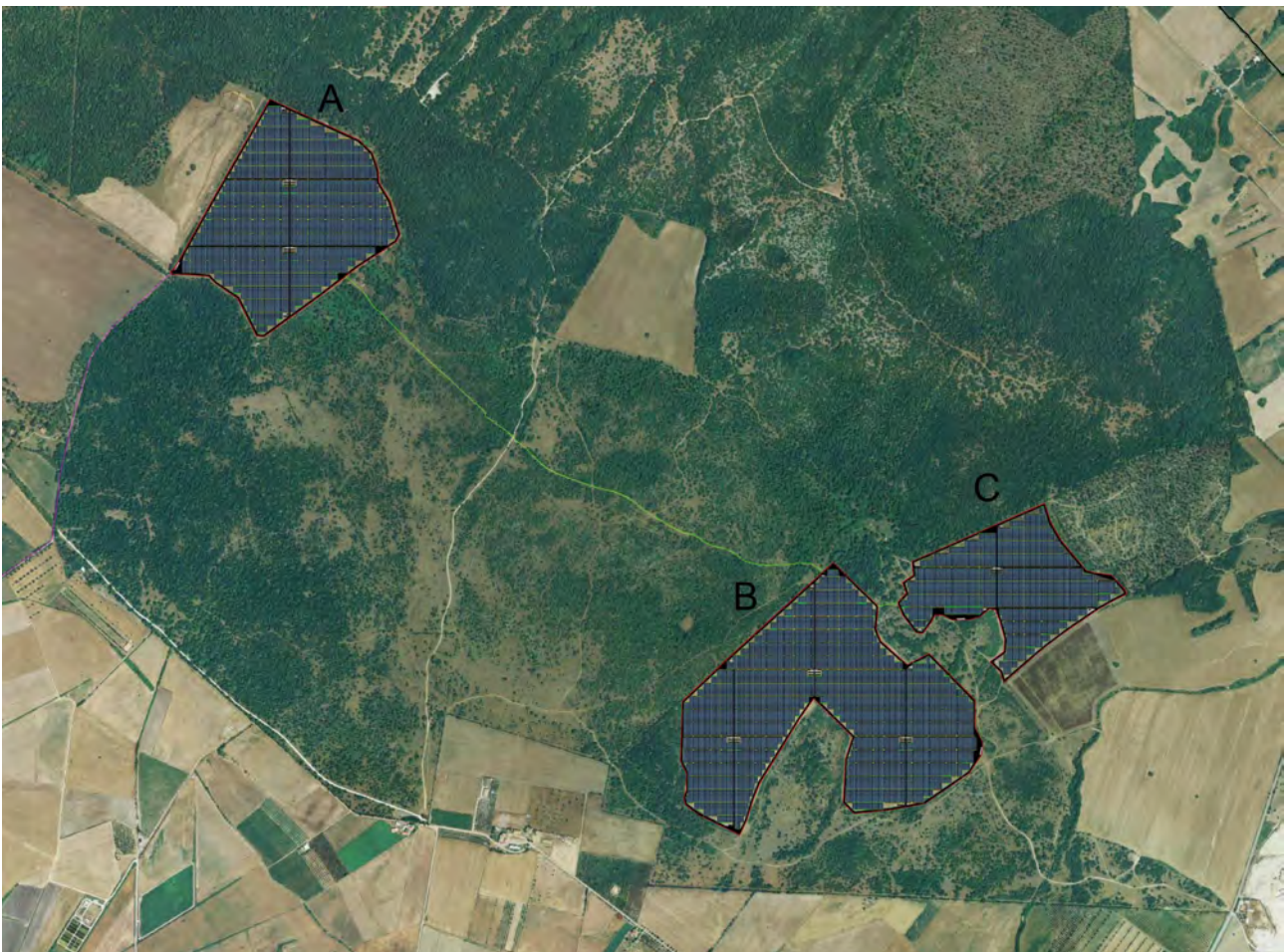
- Settore A (30,8 ha)
- Settore B (45,1 ha)
- Settore C (19,4 ha)

In ogni Settore è presente almeno un locale tecnico (n.34 per il Settore A, n.50 per il Settore B e n.24 per il Settore C), necessari per effettuare la conversione DC/AC, i paralleli d'impianto, la trasformazione in media tensione, nonché per l'ubicazione dei servizi ausiliari.

Nel Settore A, in corrispondenza della particella n.7, foglio catastale n.3 del Comune di Canino, verrà effettuato l'ultimo parallelo ed avrà origine il cavidotto MT adibito al collegamento con la stazione elettrica utente (SEU), da ubicarsi in prossimità della SE di Manciano, in cui avverranno la trasformazione in AT e la consegna. Il tracciato del suddetto cavidotto MT interrato in progetto si svilupperà in direzione ovest e seguirà in massima parte la viabilità esistente, per maggiore dettaglio si rimanda ai relativi elaborati progettuali.

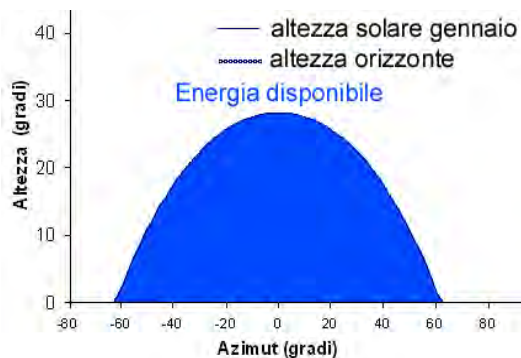
I cavidotti MT interni adibiti al collegamento tra settori si svilupperanno per una lunghezza complessiva pari a circa 2 km ed interesseranno unicamente mappe catastali afferenti al Comune di Canino. Il tratto che collega i settori A e B, partendo dal foglio n.3 particella n.8, si estenderà in direzione sud-est per terminare in corrispondenza del foglio n.2 particella n.80. Per il collegamento dei settori B e C è invece previsto un breve tratto MT interessante unicamente il foglio n.20 particella n.42.

Nel seguito si riportano l'inquadramento del sito ed un estratto planimetrico del layout di impianto su base ortofoto.

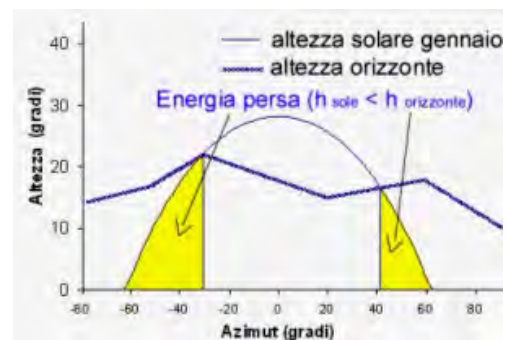


Il layout elaborato nel merito della disposizione dei moduli al suolo deriva da un accurato studio di micrositing:

- a) l'analisi clinometrica globale, cioè la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione all'orizzonte osservato dall'impianto, è stata integralmente ricostruita con idoneo sopralluogo per rilievo clinometrico e verificata facendo uso di immagini satellitari tridimensionali, per mezzo delle quali si sono potute valutare le altezze angolari degli ostacoli posti all'orizzonte (profilo clinometrico) visti dal generatore fotovoltaico. Gli ombreggiamenti clinometrici sono dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può ritenere che i loro effetti siano i medesimi per ogni modulo ed ogni stringa che lo compongono. L'ombreggiamento clinometrico difficilmente può essere evitato o mitigato una volta che il sito di installazione è stato scelto. La stima di tali perdite può essere ottenuta riportando il profilo dell'orizzonte, in termini di altezza e di azimut, sul diagramma di altezza solare. In prima approssimazione il calcolo delle perdite può essere condotto mese per mese ipotizzando che la radiazione incidente sul piano dei moduli sia proporzionale all'area sottesa dalle curve di altezza solare. In tal caso la perdita percentuale di energia per il mese in esame risulta pari al rapporto fra l'energia persa (area gialla) e l'energia disponibile (area blu). Le altezze rilevate spazzando l'orizzonte da est a ovest per il sito in esame sono state di seguito adoperate ai fini della valutazione delle perdite per ombreggiamento clinometrico; va comunque evidenziato che il sito in esame non risulta particolarmente penalizzato in tal senso.



Energia disponibile



Energia persa

- b) l'analisi clinometrica locale rappresenta invece la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione al mutuo ombreggiamento tra moduli fotovoltaici collocati su strutture adiacenti, oltre all'eventuale contributo attribuibile ad ostacoli presenti all'interno dell'area di impianto.

La centrale disporrà di strutture metalliche ad inseguimento monoassiale per l'alloggiamento dei moduli fotovoltaici in configurazione portrait-1, caratterizzate da un asse di rotazione disposto in direzione N-S, con angolo di tilt pari a 0°.

Configurazione geometrica e strutture ad inseguimento monoassiale

La tecnologia scelta per i moduli è di tipo Si monocristallino, con potenza di picco pari a 605 Wp. Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di n.118260 moduli ($P_{DC}=71547,30$ kWp), di cui n.38820 nel Settore A ($P_{DC,A}=23486,10$ kWp), n.56520 nel Settore B ($P_{DC,B}=34194,60$ kWp), e n.22920 nel Settore C ($P_{DC,C}=13866,60$ kWp), distribuiti elettricamente su stringhe costituite da n.30 moduli fotovoltaici in serie, connesse a n.70 inverter centralizzati di potenza nominale pari a 951 kW ciascuno ($P_{AC}=66570,00$ kW), di cui n.23 nel Settore A ($P_{AC,A}=21873,00$ kW), n.34 nel Settore B ($P_{AC,B}=32334,00$ kW) e n.13 nel Settore C ($P_{AC,C}=12363,00$ kW).

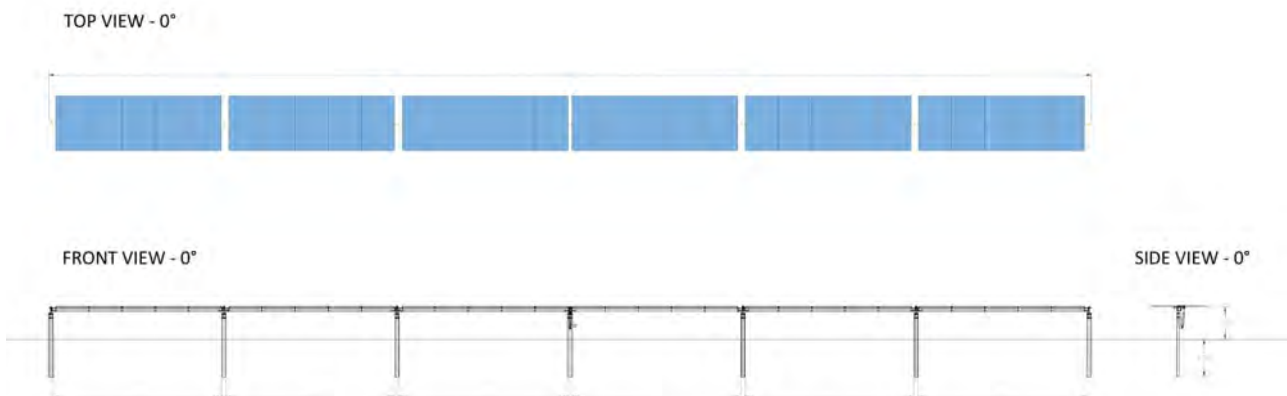
In alternativa si potranno prevedere, in sede esecutiva, forniture e configurazioni elettriche differenti.

Gli apparati di conversione saranno posizionati all'interno delle relative cabine elettriche, adibite inoltre alla trasformazione MT/BT.

Il generatore fotovoltaico verrà ancorato su n.3688 tracker ad inseguimento monoassiale da 30 moduli e su n.508 inseguitori da 15 moduli, con passo est-ovest pari a 5 m e passo nord-sud pari a 1,5 m.

I moduli fotovoltaici verranno opportunamente ancorati ai telai metallici dei tracker, mentre i sostegni degli stessi verranno fissati al terreno con tecnologia a battipalo, con modalità tale da garantire l'adattamento alle eventuali irregolarità del terreno, nonché il rispetto dei vincoli geometrici imposti dal costruttore degli inseguitori.

Non sarà modificata la morfologia del terreno né sarà alterato il normale decorso delle acque meteoriche.



Particolare tracker

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico non prevede l'esecuzione di sbancamenti, di riporti e di eventuali interventi e/o opere previste per la sistemazione complessiva dell'area interessata dall'impianto stesso.

Gli inseguitori disporranno di un asse di rotazione N-S disposto orizzontalmente e, ottimizzando complessivamente l'angolo di incidenza della radiazione sul piano dei moduli in considerazione della traiettoria apparente del sole, permetteranno di incrementare la producibilità specifica dell'impianto.



Inoltre, facendo ricorso alla modalità di inseguimento “backtracking”, che in alcune fasce orarie prevede una contro rotazione del modulo rispetto a quanto suggerirebbe il naturale tracciamento della posizione del sole, sarà possibile ridurre le perdite per mutuo ombreggiamento nelle prime ore del mattino ed in quelle del tardo pomeriggio.



Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali effettuati per mezzo del software PVsyst

Vengono di seguito riportati i calcoli relativi alla simulazione del funzionamento dell'impianto in un arco di tempo pari ad un anno.

I dati meteo, facendo riferimento agli archivi Meteonorm, si basano su reali rilevazioni ottenute dalle stazioni meteorologiche più prossime all'impianto, mentre la trasposizione dei dati dal piano orizzontale al piano dei moduli ed i calcoli relativi alle perdite sono effettuati per mezzo del software commerciale PVsyst.



Version 7.2.17

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: IMPIANTO FV

Variant: Nuova variante di simulazione

Unlimited Trackers with backtracking

System power: 71.55 MWp

Canino - Italy



PVsyst V7.2.17

VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

Project: IMPIANTO FV

Variant: Nuova variante di simulazione

Project summary

Geographical Site Canino Italy	Situation Latitude 42.47 °N Longitude 11.65 °E Altitude 150 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Canino Meteonorm 8.0 (1991-2014), Sat=82% - Sintetico		

System summary

Grid-Connected System	Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation Orientation Tracking horizontal axis	Tracking algorithm Astronomic calculation Backtracking activated	Near Shadings No Shadings
System information PV Array Nb. of modules 118260 units Pnom total 71.55 MWp	Inverters Nb. of units 70 units Pnom total 66.57 MWac Pnom ratio 1.075	
User's needs Unlimited load (grid)		

Results summary

Produced Energy	115 GWh/year	Specific production	1611 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.93 %
-----------------	--------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9
CO ₂ Emission Balance	10



PVsyst V7.2.17
VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

Project: IMPIANTO FV
Variant: Nuova variante di simulazione

General parameters		
Grid-Connected System	Unlimited Trackers with backtracking	
PV Field Orientation	Tracking algorithm	Backtracking array
Orientation	Astronomic calculation	Nb. of trackers 200 units
Tracking horizontal axis	Backtracking activated	Unlimited trackers
Models used		Sizes
Transposition Perez		Tracker Spacing 5.00 m
Diffuse Perez, Meteonorm		Collector width 2.17 m
Circumsolar separate		Ground Cov. Ratio (GCR) 43.4 %
		Left inactive band 0.02 m
		Right inactive band 0.02 m
		Phi min / max +/- 60.0 °
Horizon	Near Shadings	Backtracking strategy
Average Height 1.4 °	No Shadings	Phi limits +/- 63.6 °
		Backtracking pitch 5.00 m
		Backtracking width 2.17 m
		User's needs
		Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer Trina Solar		Manufacturer Santero	
Model TSM-605DE20		Model Sunway TG 900 1500V TE - 610 EV	
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power 605 Wp		Unit Nom. Power 951 kWac	
Number of PV modules 118260 units		Number of inverters 70 units	
Nominal (STC) 71.55 MWp		Total power 66570 kWac	
Array #1 - AREA A			
Number of PV modules 38820 units		Number of inverters 23 units	
Nominal (STC) 23.49 MWp		Total power 21873 kWac	
Modules 1294 Strings x 30 In series			
At operating cond. (50°C)		Operating voltage 870-1300 V	
Pmpp 21.51 MWp		Phom ratio (DC:AC) 1.07	
U mpp 938 V			
I mpp 22930 A			
Array #2 - AREA B			
Number of PV modules 56520 units		Number of inverters 34 units	
Nominal (STC) 34.19 MWp		Total power 32334 kWac	
Modules 1884 Strings x 30 In series			
At operating cond. (50°C)		Operating voltage 870-1300 V	
Pmpp 31.31 MWp		Phom ratio (DC:AC) 1.06	
U mpp 938 V			
I mpp 33386 A			



PVsyst V7.2.17
VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

Project: IMPIANTO FV
Variant: Nuova variante di simulazione

PV Array Characteristics

Array #3 - AREA C			
Number of PV modules	22920 units	Number of inverters	13 units
Nominal (STC)	13.87 MWp	Total power	12363 kWac
Modules	764 Strings x 30 in series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	870-1300 V
Pmpp	12.70 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.12
U mpp	938 V		
I mpp	13539 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	71547 kWp	Total power	66570 kWac
Total	118260 modules	Number of inverters	70 units
Module area	334690 m²	Pnom ratio	1.07
Cell area	312916 m²		

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	2.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	2.0 %			
		Uc (const)	29.0 W/m²K					
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %			
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.998	0.992	0.983	0.961	0.933	0.853	0.000
Spectral correction								
FirstSolar model								
Precipitable water estimated from relative humidity								
Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781		

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.22 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - AREA A		Array #2 - AREA B	
Global array res.	0.67 mΩ	Global array res.	0.46 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - AREA C			
Global array res.	1.1 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		

System losses

Auxiliaries loss	
constant (fans)	87.5 kW
5250.0 kW from Power thresh.	



PVsyst V7.2.17
VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

Project: IMPIANTO FV

Variant: Nuova variante di simulazione

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point			
Inverter voltage		610 Vac tri	
Loss Fraction		6.82 % at STC	
Inverter: Sunway TG 900 1500V TE - 610 EV		Inverter: Sunway TG 900 1500V TE - 610 EV	
Wire section (23 Inv.)	Alu 23 x 3 x 700 mm ²	Wire section (47 Inv.)	Alu 47 x 3 x 240 mm ²
Average wires length	123 m	Average wires length	265 m



PVsyst V7.2.17
VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

Project: IMPIANTO FV
Variant: Nuova variante di simulazione

Horizon definition

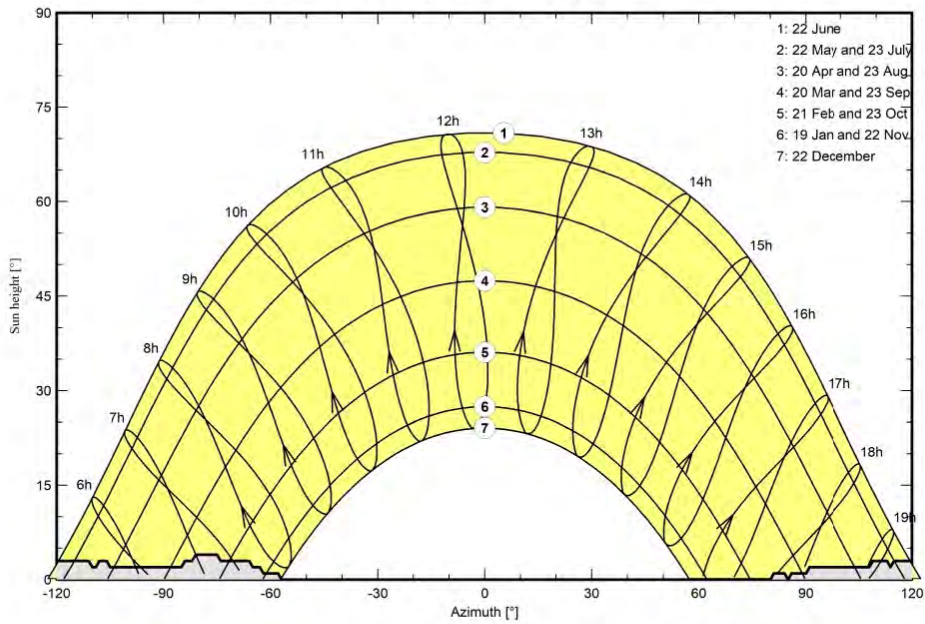
Orizzonte dal servizio web Meteonorm, lat=42,4738, lon=11,6533

Average Height 1.4 ° Albedo Factor 0.94
Diffuse Factor 0.99 Albedo Fraction 100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-160	-159	-140	-139	-126	-125	-111	-110	-109	-108
Height [°]	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0	3.0
Azimuth [°]	-106	-105	-85	-84	-82	-81	-75	-74	-66	-65	-63
Height [°]	3.0	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0	4.0	3.0	3.0	2.0	2.0
Azimuth [°]	-62	-58	-57	80	81	84	85	86	90	91	108
Height [°]	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	1.0	0.0	1.0	1.0	2.0	2.0
Azimuth [°]	109	113	114	115	126	127	133	134	176	177	179
Height [°]	3.0	3.0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	1.0	1.0	2.0	2.0

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)





PVsyst V7.2.17
VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

Project: IMPIANTO FV
Variant: Nuova variante di simulazione

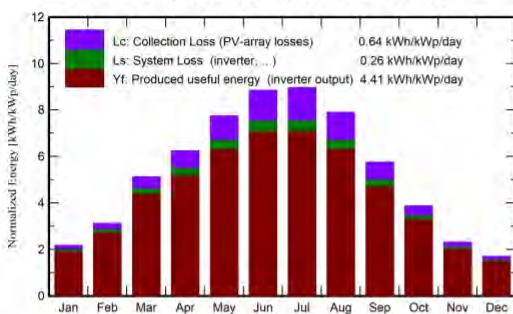
Main results

System Production

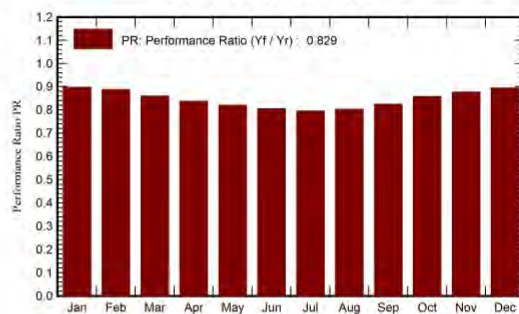
Produced Energy 115 GWh/year

Specific production 1611 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 82.93 %

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 GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	51.9	25.50	6.79	67.1	63.4	4.52	-4.31	0.898
February	67.6	34.14	7.81	87.2	82.5	5.81	5.53	0.887
March	122.0	50.90	10.92	158.8	151.4	10.33	9.77	0.860
April	147.3	68.71	14.30	187.1	178.2	11.90	11.20	0.837
May	188.8	84.88	18.66	240.3	228.9	14.97	14.08	0.819
June	206.3	82.13	23.30	265.2	253.6	16.25	15.26	0.804
July	214.0	78.39	26.40	277.9	265.9	16.83	15.80	0.795
August	187.0	69.27	26.16	244.9	234.4	14.95	14.07	0.803
September	133.3	53.73	20.99	172.8	164.6	10.80	10.19	0.824
October	92.9	43.47	17.04	119.9	113.9	7.74	7.36	0.857
November	54.1	27.43	11.76	69.3	65.3	4.57	4.35	0.877
December	42.3	24.08	8.04	52.7	49.4	3.52	3.37	0.894
Year	1507.4	642.63	16.06	1943.1	1851.7	122.20	115.29	0.829

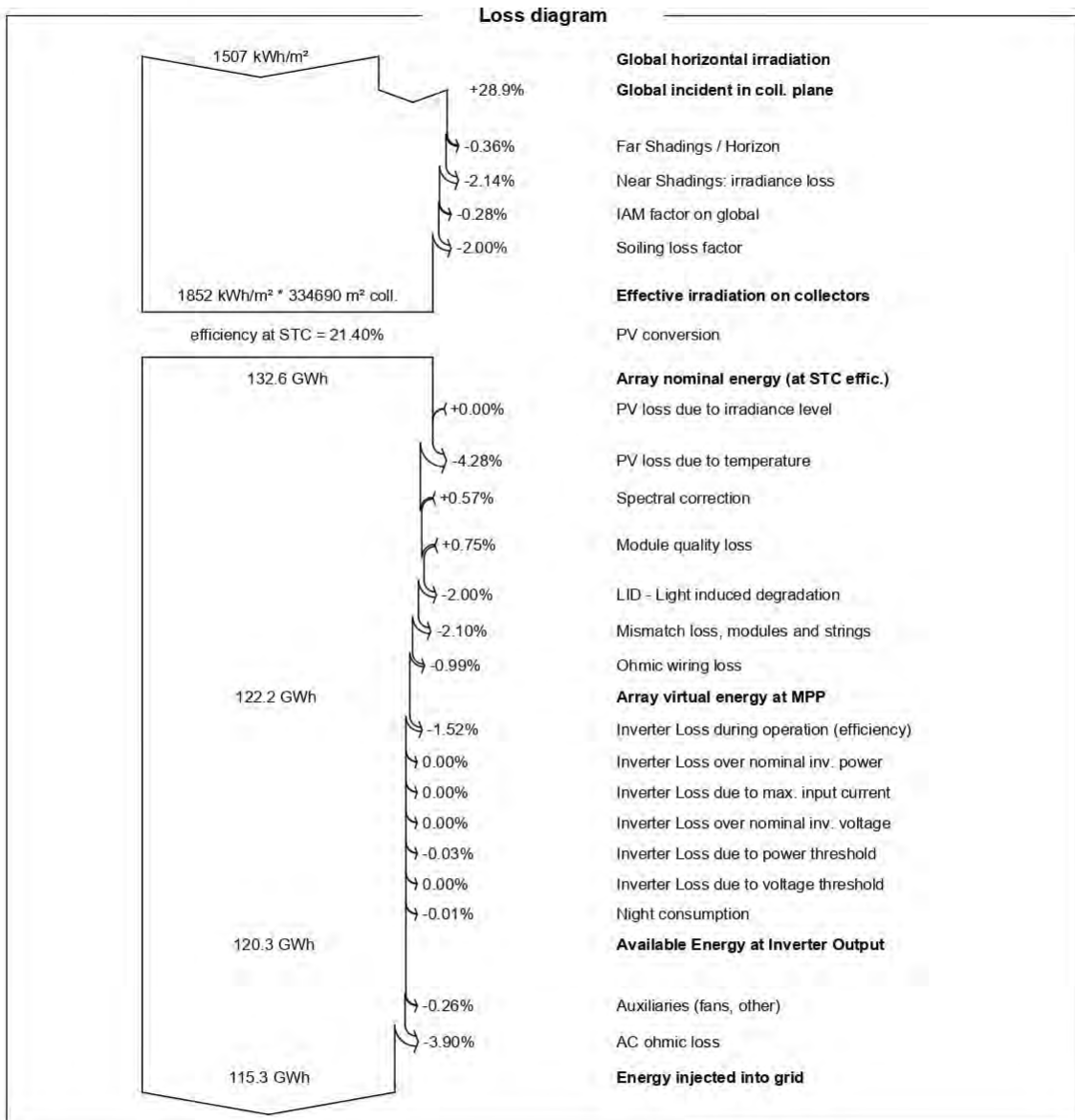
Legends

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



PVsyst V7.2.17
VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

Project: IMPIANTO FV
Variant: Nuova variante di simulazione



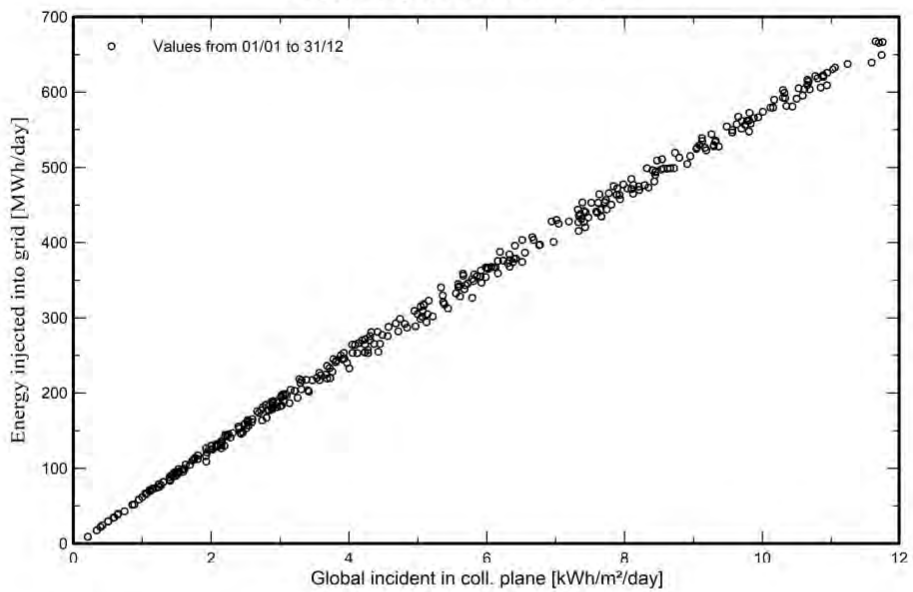


PVsyst V7.2.17
VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

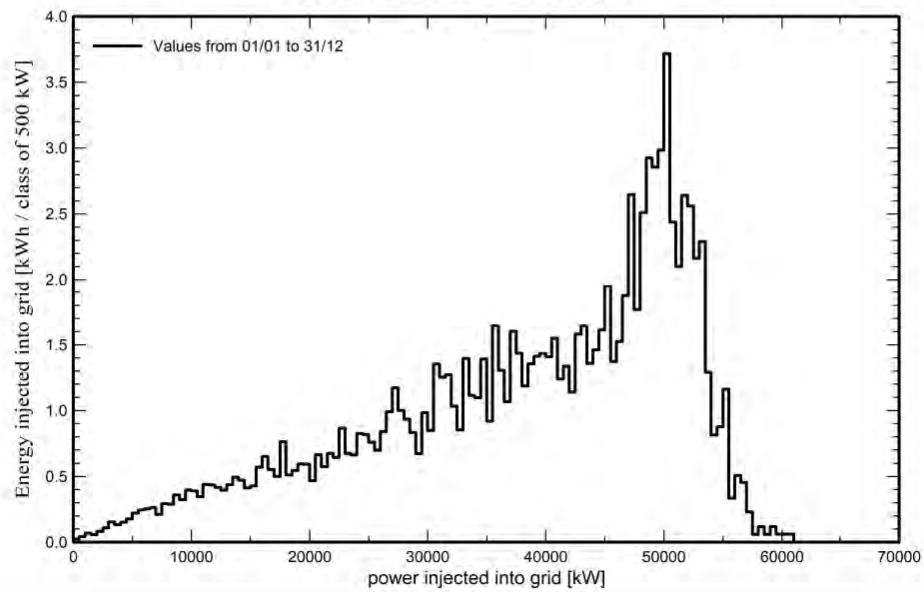
Project: IMPIANTO FV
Variant: Nuova variante di simulazione

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.2.17
VC0, Simulation date:
19/08/22 14:53
with v7.2.17

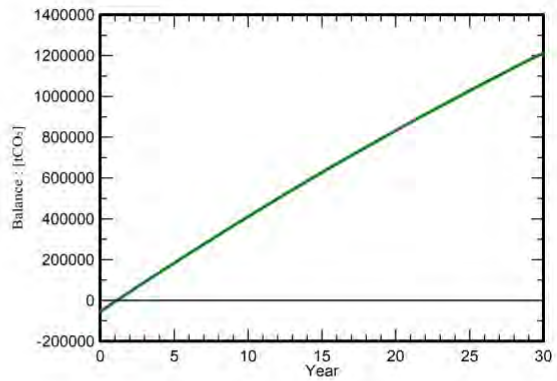
Project: IMPIANTO FV

Variant: Nuova variante di simulazione

CO₂ Emission Balance

Total: 1214053.7 tCO₂
Generated emissions
Total: 55405.82 tCO₂
Source: Detailed calculation from table below:
Replaced Emissions
Total: 1463074.9 tCO₂
System production: 115293.53 MWh/yr
Grid Lifecycle Emissions: 423 gCO₂/kWh
Source: IEA List
Country: Italy
Lifetime: 30 years
Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO ₂]
Modules	1047 kgCO ₂ /kWp	49397 kWp	51740860
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	816480 kg	3594308
Inverters	436 kgCO ₂ /units	162 units	70653

La producibilità specifica annua del sito ammonta a 1611 kWh/kWp, mentre il Performance Ratio del sistema risulta pari al 82,93%.

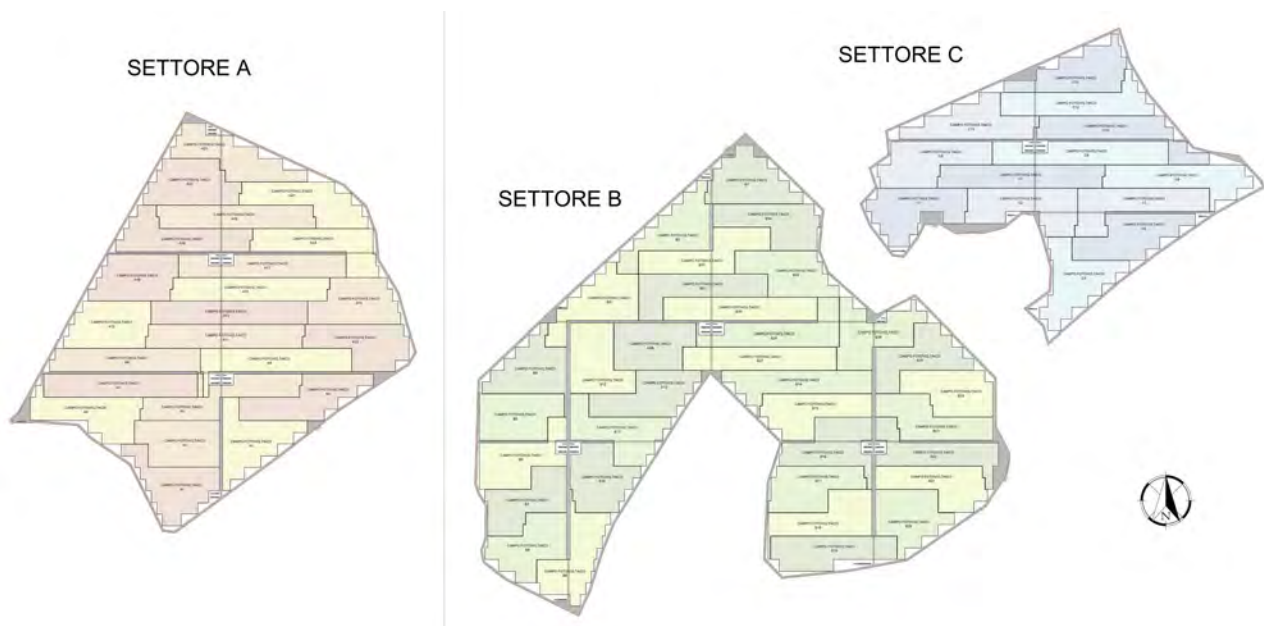
La producibilità annua, per una potenza nominale di installazione di 71,55 MWp, è stimata in 115 GWh.

3. Configurazione elettrica generatore fotovoltaico

La tecnologia scelta per i moduli è di tipo Si monocristallino e la potenza unitaria è pari a 605 Wp; il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 118260 moduli ($P=71,547$ MWp), distribuiti elettricamente su n.3942 stringhe da n.30 moduli in serie (n.1294 stringhe nel Settore A, n.1884 nel Settore B e n.764 nel Settore C), connesse dapprima a n.210 quadri di parallelo DC installati in campo (n.3 per ciascun inverter), a loro volta collegati a n.70 inverter di potenza nominale pari a 951 kW, installati all'interno delle relative cabine di conversione e trasformazione.

In sede esecutiva la configurazione elettrica dell'impianto, nonché la componentistica utilizzata, potranno subire modifiche nel rispetto delle norme tecniche vigenti e del limite relativo alla massima potenza che sarà possibile immettere in rete.

Nel seguito si riporta la planimetria di impianto con riferimento all'individuazione dei n.70 campi fotovoltaici, nonché la relativa tabella riepilogativa.



CAMPO FOTOVOLTAICO	N. MODULI	POTENZA MODULO [kWp]	POTENZA DC [kWp]
A1	1710	0,605	1034,55
A2	1710	0,605	1034,55
A3	1710	0,605	1034,55
A4	1710	0,605	1034,55
A5	1710	0,605	1034,55
A6	1710	0,605	1034,55
A7	1680	0,605	1016,40
A8	1680	0,605	1016,40
A9	1680	0,605	1016,40
A10	1680	0,605	1016,40
A11	1680	0,605	1016,40
A12	1680	0,605	1016,40
A13	1680	0,605	1016,40
A14	1680	0,605	1016,40
A15	1680	0,605	1016,40
A16	1680	0,605	1016,40
A17	1680	0,605	1016,40
A18	1680	0,605	1016,40
A19	1680	0,605	1016,40
A20	1680	0,605	1016,40
A21	1680	0,605	1016,40
A22	1680	0,605	1016,40
A23	1680	0,605	1016,40
TOTALE A	38820		23486,10
B1	1680	0,605	1016,40
B2	1680	0,605	1016,40
B3	1680	0,605	1016,40
B4	1680	0,605	1016,40
B5	1680	0,605	1016,40
B6	1680	0,605	1016,40
B7	1680	0,605	1016,40
B8	1680	0,605	1016,40
B9	1680	0,605	1016,40
B10	1680	0,605	1016,40
B11	1680	0,605	1016,40
B12	1680	0,605	1016,40
B13	1680	0,605	1016,40
B14	1680	0,605	1016,40
B15	1650	0,605	998,25
B16	1650	0,605	998,25
B17	1650	0,605	998,25
B18	1650	0,605	998,25
B19	1650	0,605	998,25
B20	1650	0,605	998,25
B21	1650	0,605	998,25
B22	1650	0,605	998,25
B23	1650	0,605	998,25
B24	1650	0,605	998,25
B25	1650	0,605	998,25
B26	1650	0,605	998,25
B27	1650	0,605	998,25
B28	1650	0,605	998,25
B29	1650	0,605	998,25
B30	1650	0,605	998,25
B31	1650	0,605	998,25
B32	1650	0,605	998,25
B33	1650	0,605	998,25
B34	1650	0,605	998,25
TOTALE B	56520		34194,60
C1	1770	0,605	1070,85
C2	1770	0,605	1070,85
C3	1770	0,605	1070,85
C4	1770	0,605	1070,85
C5	1770	0,605	1070,85
C6	1770	0,605	1070,85
C7	1770	0,605	1070,85
C8	1770	0,605	1070,85
C9	1770	0,605	1070,85
C10	1770	0,605	1070,85
C11	1740	0,605	1052,70
C12	1740	0,605	1052,70
C13	1740	0,605	1052,70
TOTALE C	22920		13866,60
TOTALE IMPIANTO	118260		71547,30

Verifica di compatibilità campo fotovoltaico-inverter

L'interfacciamento campo fotovoltaico-inverter prevede, in corrispondenza dei valori minimi e massimi di temperatura raggiungibile dalle celle fotovoltaiche, la verifica delle seguenti condizioni di compatibilità:

Verifica di compatibilità	
	$V_{mpp}(T_{max}) \geq V_{MPPT\ min}$
	$V_{mpp}(T_{min}) \leq V_{MPPT\ max}$
	$V_{oc}(T_{min}) < V_{max}$

Dove:

$V_{oc}(T_{min})$	tensione di stringa a circuito aperto alla minima temperatura di cella
$V_{mpp}(T_{max})$ o $V_M(T_{max})$	tensione MPP di stringa alla massima temperatura di cella
$V_{mpp}(T_{min})$ o $V_M(T_{min})$	tensione MPP di stringa alla minima temperatura di cella
V_{max}	massimo valore di tensione DC ammissibile ai morsetti dell'inverter
$V_{MPPT\ min}$	valore minimo della finestra di tensione utile lato inverter per la ricerca della massima potenza erogabile dal generatore fotovoltaico nelle condizioni ambientali contingenti
$V_{MPPT\ max}$	valore massimo della finestra di tensione utile lato inverter per la ricerca della massima potenza erogabile dal generatore fotovoltaico nelle condizioni ambientali contingenti

Considerando la variazione della tensione di ogni modulo in funzione della temperatura, V_{mpp} e V_{oc} assumono diversi valori rispetto a quelli misurati nella condizione STC (25°C). Considerando una variazione lineare con la temperatura, si verificano le tre disuguaglianze di configurazione (considerando i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e +60°C) che con la configurazione adottata risultano tutte soddisfatte.

Cond. di funzionamento	
$V_{mpp}(60^\circ C)$	902 V
$V_{mpp}(20^\circ C)$	1044 V
$V_{ca}(-10^\circ C)$	1360 V

Il collegamento delle stringhe ai rispettivi inverter prevede l'interposizione di n.210 quadri di parallelo DC installati in campo, ossia n.3 per ciascun inverter, con un minimo di 18 ed un massimo di 20 stringhe per qdc. Per maggiori dettagli in merito alla distribuzione stringhe, nonché all'ubicazione dei suddetti quadri di campo, con particolare riferimento al tracciato dei cavidotti di collegamento con le rispettive cabine di conversione e trasformazione, si rimanda ai relativi elaborati di progetto.

Interfaccia rete

Il dispositivo di interfaccia (DDI), sul quale agisce la protezione di interfaccia (PI) così come previsto dalla norma CEI 0-16, sarà installato in AT all'interno della stazione utente adibita alla trasformazione AT/MT e provvederà a scollegare l'intero sistema di generazione qualora si verificasse un disservizio di rete.

Misura energia prodotta

La centrale fotovoltaica produrrà energia elettrica parzialmente destinata agli autoconsumi del produttore e all'alimentazione dei servizi ausiliari d'impianto, mentre la restante parte verrà immessa in rete. Di conseguenza occorrerà prevedere la misura e la contabilizzazione fiscale, oltre che dell'energia elettrica immessa/prelevata, anche di quella prodotta.

L'impianto sarà inoltre telemonitorato e si potrà pertanto eventualmente misurare l'energia elettrica in uscita da ciascun convertitore statico.

Misura energia iniettata/prelevata

Il gruppo di misura bidirezionale dell'energia iniettata/prelevata verrà installato in AT all'interno della stazione elettrica di utente.

Il contatore sarà di tipo trifase a inserzione indiretta, corredato da n.3 trasformatori amperometrici (TA) e da altrettanti voltmetrici (TV), con rapporto di trasformazione adeguato; sia il contatore che i trasformatori di misura saranno corredati di morsettiera sigillabile. L'intero sistema di misura sarà fornito completo di certificati di calibrazione e collaudo da esibire dopo l'installazione ai funzionari UTF (certificazione MID).

Sarà comunque possibile prevedere eventualmente un contatore non fiscale da installare in MT all'interno della cabina di parallelo nel Settore A dell'impianto.

Cabina elettrica

In ogni Settore è presente almeno un locale tecnico (n.34 per il Settore A, n.50 per il Settore B e n.24 per il Settore C), necessari per effettuare la conversione DC/AC, i paralleli d'impianto, la trasformazione in media tensione, nonché per l'ubicazione dei servizi ausiliari. Nel Settore A verrà effettuato l'ultimo parallelo ed avrà origine il cavidotto MT adibito al collegamento con la SEU.

In totale sono previste n.23 cabine di trasformazione, n.2 di parallelo e n.9 ausiliarie nel Settore A, n.34 cabine di trasformazione, n.1 di parallelo e n.15 ausiliarie nel Settore B e n.13 cabine di trasformazione, n.1 di parallelo e n.10 ausiliarie nel Settore C.

Ciascuna cabina prefabbricata sarà realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porta di accesso e griglie di aerazione.

Le pareti sia interne che esterne, di spessore non inferiore a 7-8 [cm], saranno trattate con intonaco murale plastico.

Il tetto di spessore non inferiore a 6-7 cm, sarà a corpo unico con il resto della struttura e impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm, successivamente protetta.

Il pavimento sarà dimensionato per sopportare un carico concentrato di 50 kN/m² ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m².

Sul pavimento saranno predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi, complete di botola di accesso al vano cavi.

Le porte saranno dotate di griglie d'aerazione di tipo standard. I materiali utilizzati, ignifughi ed autoestinguenti, saranno in vetroresina stampata o in lamiera zincata (norma CEI 11-1 e DPR 547/55 art. 340).

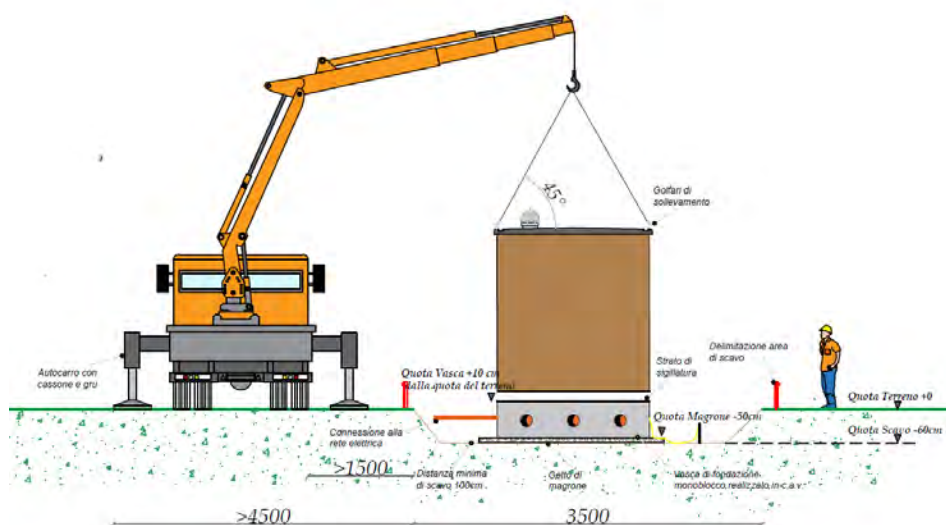
La base della cabina sarà sigillata alla platea, mediante l'applicazione di un giunto elastico tipo ECOACRIL 150; successivamente la sigillatura sarà rinforzata mediante cemento anti-ritiro. Per la realizzazione delle fondazioni sulle quali poggeranno le cabine, e per quelle sulle quali saranno alloggiate le strutture metalliche, si eseguiranno scavi in sezione ristretta con mezzo meccanico e, qualora il materiale risultante non fosse riutilizzato, lo stesso verrà opportunamente smaltito.

L'impianto di terra della cabina sarà costituito internamente da una bandella di rame 30x3 mm e da un collettore 50x10 mm; verrà realizzato mediante la messa a terra di tutte le incastellature metalliche con cavo e morsetti capicorda a compressione di materiale adeguato.

L'impianto di terra esterno della cabina sarà costituito da:

- un dispersore intenzionale che realizza un anello in corda di rame nudo da 35 mmq (ETP UNI 5649-71), posato ad una profondità di 0.5÷0.8 m completo di morsetti per il collegamento tra rame e rame.
- morsetti a compressione in rame per realizzare le giunzioni tra i conduttori trasversali alla maglia principale;
- dispersori verticali in acciaio zincato (o ramato) H=2 m;
- morsetti in rame stagnato o ottone per il collegamento ai dispersori in acciaio;
- pozzetti in calcestruzzo armato vibrato di tipo carrabile completi di chiusura.

Schema di posa della cabina (dimensioni indicative):



Cadute di tensione

Relativamente al layout impiantistico riportato negli elaborati allegati, le cadute di tensione percentuali che caratterizzeranno l'intera linea di conduttori costituita da cavi di stringa, inverter e distribuzione si manterranno entro il limite del 4%, parametro relazionato alle perdite di potenza.

Protezione circuitale da sovracorrenti dovute a sovraccarichi

La verifica per sovraccarico viene eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad e \quad I_f \leq 1,45 I_Z$$

Per la parte in DC, non protetta da interruttori automatici nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta essere uguale alla corrente nominale dei moduli FV in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f sono poste entrambe uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile.

Per la sezione in AC la corrente di impiego I_B è posta pari alla corrente nominale in uscita dall'inverter (rapporto tra potenza nominale e tensione nominale), mentre la I_Z è tabellata in relazione ai dati caratteristici del cavo (sezione, tipologia, tipo-posa ecc.); la I_N è rappresentata dalla corrente nominale del dispositivo di protezione.

Protezione contro il corto circuito

Per il lato DC la protezione è assicurata dai fusibili che agiscono anche come sezionatori di linea. Per il lato AC la protezione è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno degli inverter, oltre all'interruttore automatico a protezione del cavo in uscita dall'inverter (DDG).

Impianto di terra e conduttori di protezione

(Norma CEI 64/8 capitolo 54)

Il sistema di terra è costituito dalla maglia e dai collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti.

I quadri, gli inverter e tutte le masse presenti all'interno dell'impianto verranno messi a terra mediante cavo di rame con guaina giallo/verde, opportunamente dimensionato, connesso ai rispettivi nodi equipotenziali a loro volta collegati al sistema di terra disperdente perimetrale mediante conduttori di terra in arrivo sui picchetti dispersori.

A valle degli scaricatori di sovratensione la sezione minima del PE sarà di 16 mm². L'impianto di protezione equipotenziale assolverà alle funzioni di protezione dai contatti indiretti e dalle sovratensioni.

Protezione contro i contatti indiretti

(Norma CEI 64-8/4 sezione 413)

La protezione dai contatti indiretti sarà realizzata mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

La misura realizzata soddisfa il richiesto coordinamento tra collegamento a terra del sistema e caratteristiche dei conduttori di protezione e dei dispositivi di protezione. Questi ultimi sono infatti in grado di interrompere automaticamente l'alimentazione nei modi e nei tempi previsti dalle norme.

Protezione contro i contatti diretti

(Norma CEI 64-8/4 sezione 412)

La protezione contro i contatti diretti sarà realizzata come descritto di seguito:

- Mediante isolamento delle parti attive.

L'alimentazione degli apparecchi avviene mediante l'uso di conduttori dotati di un isolamento che può essere rimosso solo mediante distruzione dello stesso, e tale da soddisfare le relative norme.

- Mediante involucri e barriere.

Le parti in tensione degli apparecchi sono racchiuse in un involucro tale da assicurare un grado di protezione superiore a IP54, che pertanto impedisce il contatto delle parti attive con un dito; le superfici orizzontali delle barriere o degli involucri che sono a portata di mano hanno un grado di protezione non inferiore a IP54. La rimozione di involucri o parte di essi è consentita solo mediante uso di chiave o attrezzo.

Protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica/o manovre

(Norma CEI 64/8 sezione 443)


Devono essere prese in considerazione le sovratensioni che possono apparire all'origine dell'impianto, il livello ceramico previsto e il luogo nel quale sono installati e le caratteristiche dei dispositivi di protezione contro le sovratensioni, in modo che la probabilità di guasti dovuti alle sollecitazioni di sovratensione sia ridotta ad un livello accettabile.

Per questo motivo gli inverter (lato DC e AC) ed i quadri saranno protetti da scaricatori di sovratensione.

4. Componentistica

Moduli fotovoltaici

Mono Multi Solutions




BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE


PRODUCT: TSM-DE20
PRODUCT RANGE: 585-605W

605W
MAXIMUM POWER OUTPUT


0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%
MAXIMUM EFFICIENCY




- 


High customer value

 - Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
 - Lowest guaranteed first year and annual degradation;
 - Designed for compatibility with existing mainstream system components
- 

High power up to 605W

 - Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
 - Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection
- 

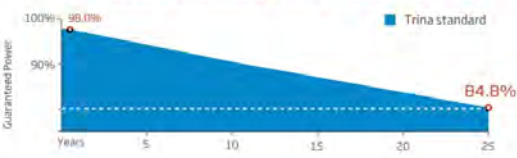
High reliability

 - 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
 - Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load
- 

High energy yield







 - Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
 - The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
 - Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty




Years	Guaranteed Power (%)
0	98.09%
25	84.8%

Comprehensive Products and System Certificates

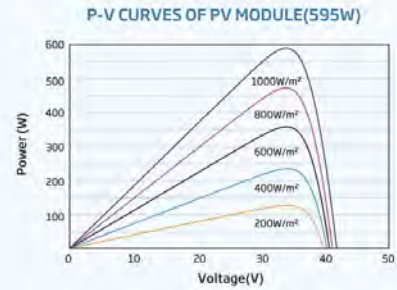
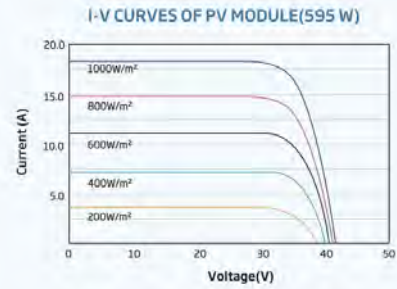
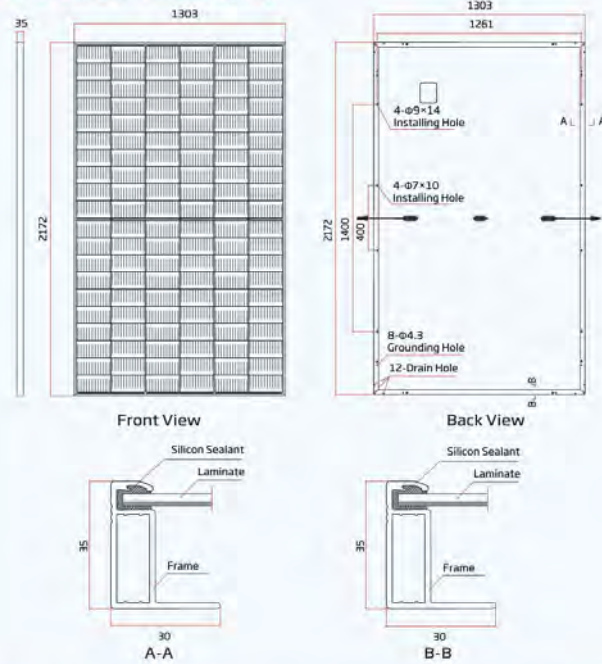







IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System





DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	585	590	595	600	605
Power Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.49
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency η_m (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{NOCT} (Wp)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.81	14.85	14.88	14.92	14.96

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×35 mm (85.51×51.30×1.38 inches)
Weight	30.9 kg (68.1 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°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	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2021 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2021_B

www.trinasolar.com

Quadri di parallelo DC

**SUNWAY
STRING BOX LT**

www.santerno.com

**ENERTRONICA
SANTERNO**

**SB-24-LT10-1500V II
1500 V
24 INPUTS**

REV. 20200428

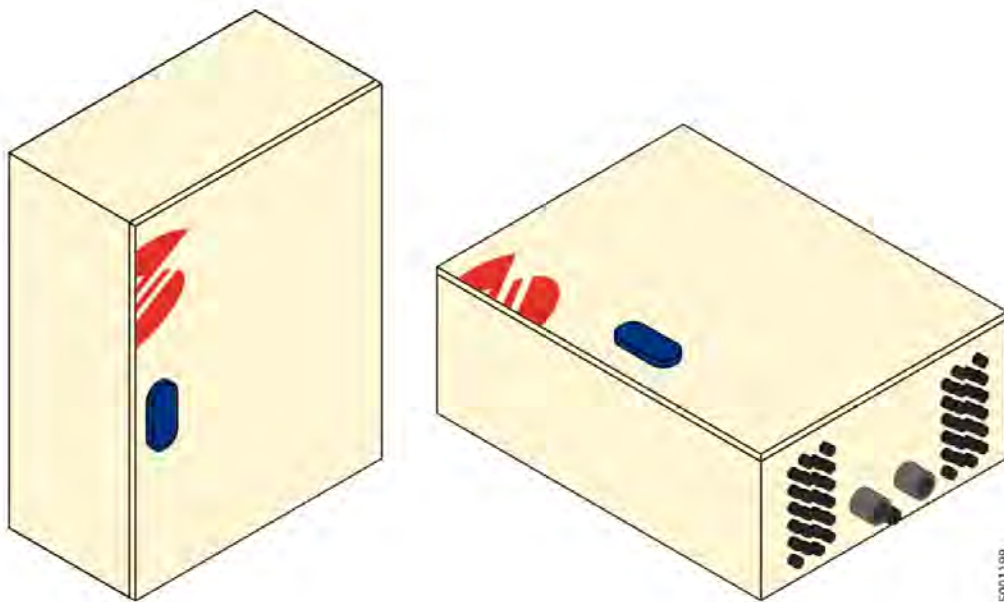
The STRING BOX LT series are combiner boxes for PV strings featuring protection fuses on both poles.

Designed in Italy by the engineers of Elettronica Santerno S.p.A., they feature top-class reliability, ease of installation and maintainability.

KEY FEATURES

The main integrated standard functions of STRING BOX LT SB-24-LT10-1500V II are listed below:

- Up to 24 input strings
- Short-circuit protection by fuses on both poles
- Protective class II
- Load break switch
- Polyester flameproof and UV ray-resistant box
- Lockable enclosure
- Ingress protection degree IP66
- Suitable both for floating and earthed PV configuration
- Thorough manufacturing with first class materials



TECHNICAL DATA

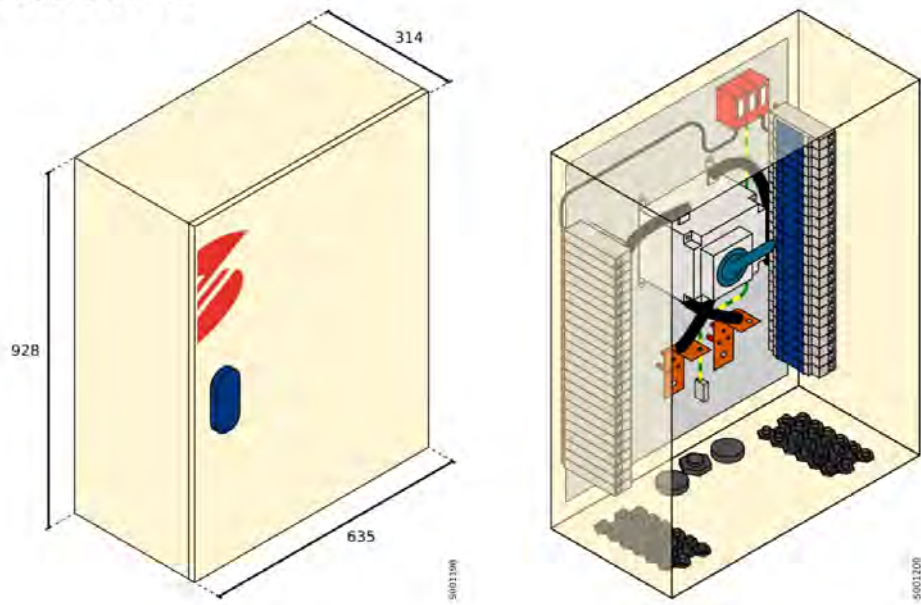
Input ratings		
Number of string inputs	24	
Maximum voltage	1500 V	
Fuse rating ^(NOTE 1)	Up to 25 A	
	20 A fuses	25 A fuses
Maximum current per string	14.5 A	16 A
Fitting type ^(NOTE 2)	Cable glands	
Cable outer diameter	4.5 ÷ 10.0 mm	
Cable cross-section	4 ÷ 10 mm ²	
Output ratings		
	35 °C	45 °C
Rated current (25 A fuses)	360 A	315 A
Rated current (20 A fuses)	325 A	285 A
Cables per pole	1	
Cable outer diameter	46 mm	
Cable cross-section	-	
Fitting type	Conduit fitting (54 mm)	
Grounding cable cross-section	35 mm ²	
Dimensions and weight		
Dimensions (width, height, depth)	635x928x314 mm	
Weight	42 kg	
Other features		
String current measure	No	
Short-circuit protection (fuses)	On both poles	
Protective class	II	
Load break switch	Yes	
Load break switch status	Not available	
DC over-voltage protection (SPDs)	Yes (Type II)	
SPDs status	Not available	
Ingress protection degree	IP66 (IP20 while door open)	

Lockable enclosure	Yes
--------------------	-----

NOTE 1 Fuses to be ordered and shipped separately. Fuse rating to be defined based on PV modules and ambient specifications. Rated output current may also vary with fuse rating.

NOTE 2 Quick coupling connector-versions do not include external mating connectors (string-side). Always use mating connectors of the same brand as the connectors installed on the string box. The use of other connectors may damage the product.

DRAWINGS



Enertronica Santerno reserves the right to make any technical changes to this document with no prior notice.

Inverter



SUNWAY™ TG 900 1500V TE

Central Inverter 1500 Vdc for PV Application



Datasheet

Review: November 2nd 2020

Designed for utility scale applications, the **SUNWAY TG** inverters feature best-in-class technology and deliver the highest power density and reliability.

Thanks to its intrinsic flexibility, the **SUNWAY TG** product range allows optimal configuration of medium and large PV plants, at the lowest system costs and with maximum yield.

The **SUNWAY TG** inverters are designed and manufactured in Italy by the technicians and engineers of Enertronica Santerno S.p.A..

DESCRIPTION OF OPERATION

The **SUNWAY TG** are grid connected solar inverters, suitable for connection to LV or MV distribution lines, as well as HV grids.

Advanced grid interface, certified in compliance with the most advanced requirements, ensures reliability and maximum uptime, providing grid support features such as FRT, active power modulation, voltage control. Utility Interactive Features are embedded, software-controlled, completely configurable based on the applicable grid code.

Moreover, the **SUNWAY TG** inverters can be integrated in smart grid plants, installed together with off-grid inverters.

Best reliability is ensured by design. All electronics PCBs are coated for best protection against harsh environments. Redundant protection systems and auto-diagnostic functions are also implemented.

Auxiliary power and LVRT are self-supplied. Neither external power nor UPS is needed; however, an external source may be connected, if desired.

PV EARTHING

Optionally, the **SUNWAY TG** inverters can be provided with positive or negative earth connection of the PV field. PV earthing is recommended whenever modules sensitive to PID (potentially induced degradation) are used. Earthing configuration shall be defined upon ordering the equipment.

STANDARD SUPPLY

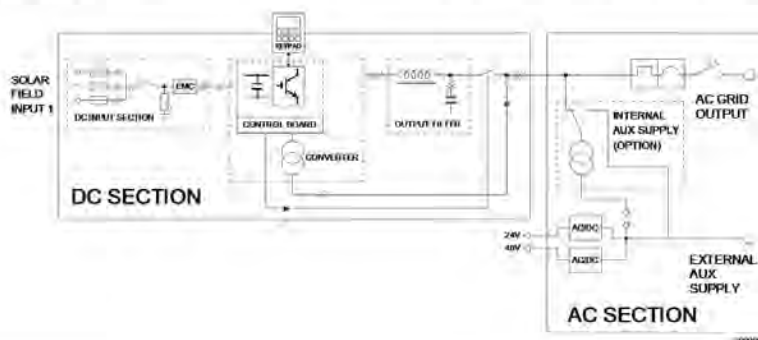
All inverters are supplied with user manuals, technical documents complying with the regulations in force, keys and lifting hooks, special pallets for easy and safe transport.

MAIN NORMATIVE REFERENCES

The **SUNWAY TG** inverters have been developed, designed and manufactured in accordance with up-to-date requirements of the Low Voltage directives, Electromagnetic Compatibility directives and Grid Connection standards (as per applicable parts).

BENEFITS

- Very high conversion efficiency with a single power conversion stage, optimized for minimum losses
- Modular construction and cabinet industrialization for maximum reliability and easy access to all components for maintainability and ease of on-site servicing
- Grid Code integrated features (LVRT, Reactive Power Control, Frequency and Voltage control) in compliance with the most advanced European and worldwide standards
- Remote monitoring via Santerno.io website and REMOTE SUNWAY™ software, both for single- and multi-inverter installations
- Integrated DC-side protection provided by disconnect switch with release coil
- Integrated miswiring protection on DC side
- Integrated AC-side protection with automatic-disconnection on load breaker
- Integrated active monitoring of DC isolation
- Integrated Modbus on RS485 and TCP-IP on Ethernet data connection
- Integrated inputs for environmental sensors
- Compatible with photovoltaic modules requiring one earthed pole (positive or negative pole)
- Made in Italy with first class materials



Main Features			
Number of Independent MPPTs	1		
Static / Dynamic MPPT efficiency	99.8 % / 99.7 %		
Maximum open-circuit voltage	1500 V		
Rated output frequency	50 / 60 Hz (up to -3 / +2 Hz)		
Power Factor ⁽³⁾	Circular Capability		
Operating temperature range	-25 ÷ 62 °C		
Application / Degree of protection	Outdoor / IP54 or Indoor / IP20		
Maximum operating altitude ⁽⁴⁾	4000 m		
Maximum short circuit PV input current	1500 A		
Voltage Ripple	< 1%		
Rated output current (@ ambient temperature)	900 A (@ 25°C)	800 A (@ 45°C)	750 A (@ 50°C)
Power threshold	1% of Rated output power		
Total AC current distortion	≤ 3%		
Efficiency Max / EU / CEC ^{(1) (5)}	98.7 % / 98.4 % / - %		
Dimensions (W x H x D)	Outdoor: 2025 x 2470 x 1025 mm	Indoor: 1800 x 2100 x 800 mm	
Weight	Outdoor: 1770 kg	Indoor: 1745 kg	
Stop mode losses / Night losses	50 W / 50 W		
Auxiliary consumptions	1250 W		

Main Configurations								
Model	Min MPPT Voltage ⁽¹⁾	Max MPPT Voltage ⁽¹⁾	Min Extended MPPT Voltage ⁽¹⁾⁽²⁾	Max Extended MPPT Voltage ⁽¹⁾⁽²⁾	Rated AC voltage (± 10%)	Rated output power @ 25°C	Rated output power @ 45°C	Rated output power @ 50°C
	V	V	V	V	V	kVA	kVA	kVA
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 600	880		860		600	936	832	780
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 610	890		870		610	951	846	793
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 620	910		880		620	967	860	806
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 630	920		900		630	983	873	819
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 640	935		910		640	998	887	832
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 650	950	1200	930	1500	650	1014	901	845
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 660	960		940		660	1029	915	858
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 670	980		960		670	1045	929	871
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 680	990		970		680	1061	943	884
SUNWAY™ TG 900 - 1500V TE - 690	1000		980		690	1076	957	897

NOTES:

(1) @ rated Vac and Cos φ = 1.

(2) With power derating

(3) Default range: 1 - 0.85 lead/lag

(4) Up to 1000 m without derating

(5) IEC 61683 certificate



Additional Information	
Protection against overvoltage (SPD)	DC Side: Yes - AC Side: Optional
Maximum value for relative humidity	95% non-condensing
Cooling system / Fresh air consumption	Forced air / 3100 m ³ /h
Thermal protection	Integrated, 5 sensors, both on cabinet and power stack
Environmental sensors	4 embedded inputs
Digital communications channels	2 x RS485 with Modbus + Ethernet with TCP/IP
Noise emission @ 1m / 10m ⁽¹⁾	78 / 58 dBA
Connection phases	3Ø3W
Max DC inputs per pole / fuse protected ⁽²⁾	7 / 7
DC inputs current monitoring	Optional
DC side disconnection device	DC disconnect switch
AC side disconnection device	AC circuit breaker
Ground fault monitoring, DC side	Yes
Ground fault monitoring, AC side	Optional
Grid fault monitoring	Yes
Display	Alphanumeric display/keypad
Power modulation	Digital, via RS485 or Ethernet
RAL	RAL 7035
PV plant monitoring	Optional, via Santerno.io

NOTES:

(1) Noise level measured in central and front position

(2) DC Fuses not included. Number and current rating of DC fuses configurable

Standards ⁽¹⁾	
Certification	CE
Efficiency	IEC 61683
Electromagnetic Compatibility (EMC)	IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4
Harmonics and Flickers	IEC 61000-3-12, IEC TS 61000-3-5
Safety	IEC 62109-1, IEC 62109-2
Grid connection	CEI 0-16, IEC 61727, IEC 62116, P.O. 12.3/10.06

NOTES:

(1) Some standards apply to specific models only



Enertronica Santerno S.p.A.
Via della Concia, 7 – 40023 Castel Guelfo (BO) – Italy
T +39 0542 489711
info@santerno.com | enertronicasanterno.it

Important notice. The texts and data in this catalogue may be changed without prior notice. No liability shall be accepted for printing errors.

Interfaccia di rete

Il relè di protezione NV10P può essere impiegato in AT, MT e BT a protezione di reti e macchine elettriche, distacco carichi e separazione di utenti attivi dalla rete elettrica. In particolare il relè è impiegabile come protezione di interfaccia degli Utenti allacciati alla rete di trasmissione in accordo con i requisiti indicati nel Codice di Rete Terna; inoltre la versione con circuiti d'entrata alimentati da TV induttivi è conforme alla norma CEI 0-16.

Specifiche

Applicazioni

- Generatore
- Interfaccia
- Motore
- Sbarra

Funzioni di protezione

- Protezione termica da sonde termometriche (26)
- Minima tensione (27)
- Minima tensione di sequenza diretta (27V1)
- Massima Tensione (59)
- Massima tensione residua (59N)
- Massima tensione media (59Uavg)
- Massima tensione di sequenza inversa (59V2)
- Derivata di frequenza (81R)
- Minima e Massima frequenza (81U 81O)
- Mancata apertura interruttore (BF)

Funzioni di monitoraggio e controllo

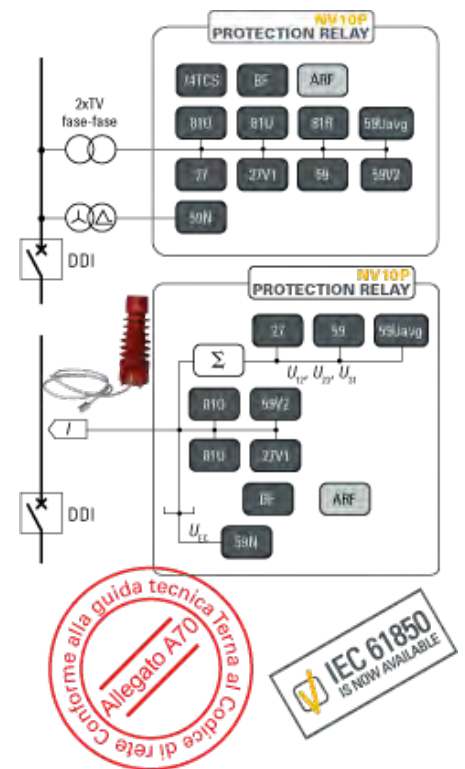
- Autodiagnostica
- Diagnostica interruttore
- Doppio banco di taratura
- Logica programmabile (PLC)
- Memorizzazione cronologica di guasti ed eventi (SER e SFR)
- Oscillografia (DFR)
- Richiusura automatica per impianti fotovoltaici
- Supervisione del circuito di scatto (74TCS)

Hardware

- 2 ingressi digitali + 6 relè finali + 8 LED di segnalazione
- Alimentazione ausiliaria 110-230V ca/cc
- Alimentazione ausiliaria 24-48 Vca/cc
- Circuiti d'entrata voltmetri da sensori ThySensor o V-sensor
- Circuiti d'entrata voltmetrici standard 100 V
- Circuiti d'entrata voltmetrici standard 400 V
- Interfaccia RS485 (assente con scheda di rete FX)
- Montaggio incassato, sporgente, rack, con MMI separato
- Scheda di rete FX (fibra ottica alternativa a RS485)
- Scheda di rete TX (rame RJ45) + porta RS485

Comunicazione

- Protocollo IEC 61850
- Protocollo Modbus RTU RS232



- Protocollo Modbus RTU RS485 / IEC 870-5-103 / DNP3
- Protocollo Modbus TCP/IP (deve essere prevista scheda di rete)

Quadri AC_bt

All’interno dei quadri di BT AC, cui ubicazione è prevista all’interno delle cabine di conversione e trasformazione, sarà collocato l’interruttore magnetotermico generale, oltre alle protezioni relative al convertitore statico e ai servizi ausiliari, nonché gli apparati di misura dell’energia elettrica prodotta.

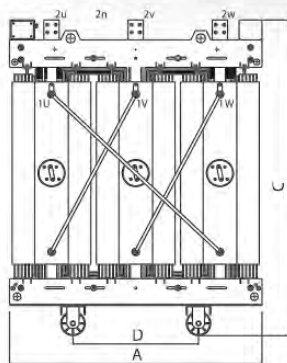
I trasformatori ed i quadri adibiti all’alimentazione dei servizi ausiliari saranno invece ubicati all’interno delle relative cabine elettriche.

Trasformatori

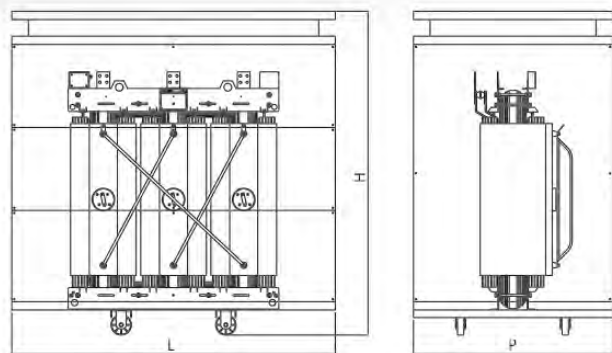
POTENZA NOMINALE kVA		100	160	250	400	630	800	1.000	1.250	1.600	2.000	2.500	3.150
PERDITE A VUOTO	W	280	350	520	750	1.100	1.300	1.550	1.800	2.200	2.600	3.100	3.800
PERDITE A CARICO A 75 °C	W	1.575	2.275	2.975	3.950	6.200	7.000	7.875	9.625	11.375	14.000	16.625	19.250
PERDITE A CARICO A 120 °C	W	1.800	2.600	3.400	4.500	7.100	8.000	9.000	11.000	13.000	16.000	19.000	22.000
CORRENTE A VUOTO I ₀	%	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,4	0,4
TENSIONE DI C.T.O C.T.O V _{cc}	%	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
CORRENTE DI INSERZIONE I _{E/N}		11,5	10,5	10,00	9,5	9,5	9	9	8,5	8,5	8	8	7,5
RENDIMENTO A 75°C													
COSφ 1 CARICO 100%	%	98,15	98,36	98,60	98,83	98,84	98,96	99,06	99,09	99,15	99,17	99,21	99,27
COSφ 1 CARICO 75%	%	98,45	98,65	98,83	99,01	99,03	99,13	99,20	99,23	99,28	99,30	99,34	99,38
COSφ 0,9 CARICO 100%	%	97,90	98,14	98,41	98,67	98,68	98,82	98,93	98,96	99,04	99,06	99,10	99,17
COSφ 0,9 CARICO 75%	%	98,25	98,47	98,68	98,88	98,90	99,01	99,10	99,13	99,19	99,21	99,25	99,30
CADUTA DI TENSIONE A 75° C													
COSφ 1 CARICO 100%	%	1,74	1,59	1,36	1,16	1,16	1,05	0,96	0,95	0,89	0,88	0,84	0,79
COSφ 0,9 CARICO 100%	%	4,04	3,93	3,75	3,59	3,59	3,5	3,43	3,41	3,36	3,36	3,33	3,28
RUMORE													
POT. ACUSTICA (Lwa)	dB(A)	51	54	57	60	62	64	65	67	68	70	71	74

DIMENSIONI E PESI (INDICATIVI)

Senza Box protezione IP 00



Con Box protezione IP 31





Impianto di terra

L'impianto di terra interno delle cabine sarà costituito da una bandella di rame 30x3 mm e da un collettore 50x10 [mm]; verrà realizzato mediante la messa a terra di tutte le incastellature metalliche con cavo FS17 e morsetti capicorda a compressione di materiale adeguato. L'impianto di terra esterno delle cabine sarà costituito da:

- un dispersore intenzionale che realizza un anello in corda di rame nudo da 35 mmq (ETP UNI 5649-71), posato ad una profondità di 0.5÷0.8 [m] completo di morsetti per il collegamento tra rame e rame.
- morsetti a compressione in rame per realizzare le giunzioni tra i conduttori trasversali alla maglia principale;
- dispersori verticali in acciaio zincato (o ramato) H=2 [m];
- morsetti in rame stagnato o ottone per il collegamento ai dispersori in acciaio;
- pozzetti in calcestruzzo armato vibrato di tipo carrabile completi di chiusino.

L'anello di terra delle cabine sarà reso equipotenziale con l'impianto di terra della centrale mediante posa di una treccia di rame nudo da 35 mmq da collocare alla base dei cavidotti interni.

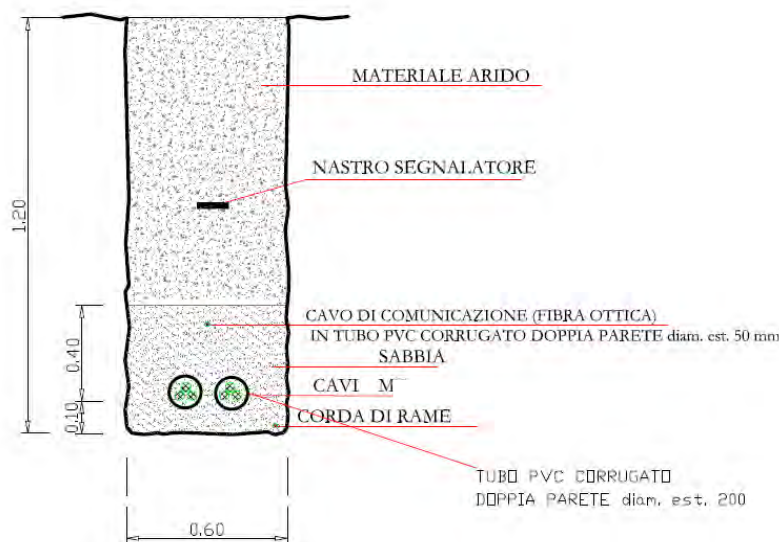
5. Cavidotti

Da ciascuna stringa di moduli FV partirà un cavidotto atto a convogliare l'energia elettrica in ingresso al corrispondente connettore del relativo quadro di campo. Da ciascun quadro di parallelo DC, analogamente, partirà un cavidotto che raggiungerà la relativa cabina di trasformazione, ove sarà posto il relativo apparato per la conversione DC/AC, nonché il corrispondente trasformatore BT/MT atto ad elevare la tensione a 30000 V.

I cavidotti avranno le lunghezze più brevi possibili nel rispetto dei vincoli tecnici imposti dal corretto ed efficiente funzionamento dell'impianto.

I cavidotti saranno posati in conformità alla norma CEI 11-17 posando più linee nella stessa trincea, assicurando la facilità di posa dei cavi e contemporaneamente riducendo al minimo il numero di scavi necessario. Il materiale di risulta dagli scavi sarà utilizzato per il rinterro.

Saranno eseguiti scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità variabile da 80 a 160 cm. La larghezza dei cavidotti sarà variabile in funzione del numero di conduttori da porre in opera. Per assicurare una maggiore protezione meccanica i cavi saranno posati in tubazioni in PVC.



Tipo di posa prevista in conformità alla modalità "N" delle Norme CEI 11-17

Per facilitare la posa dei cavi saranno installati pozzetti di tiro ed ispezione in corrispondenza di ogni nodo di derivazione.

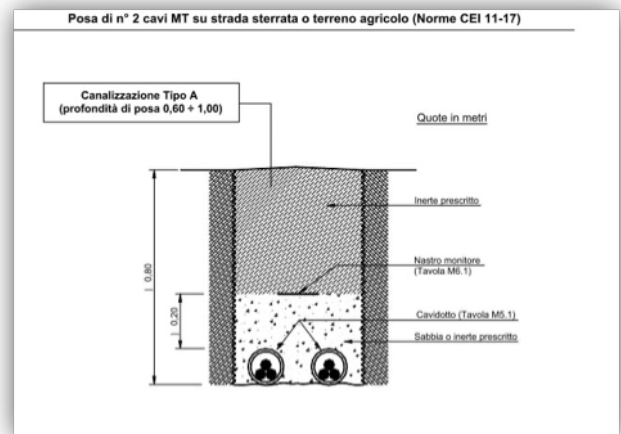
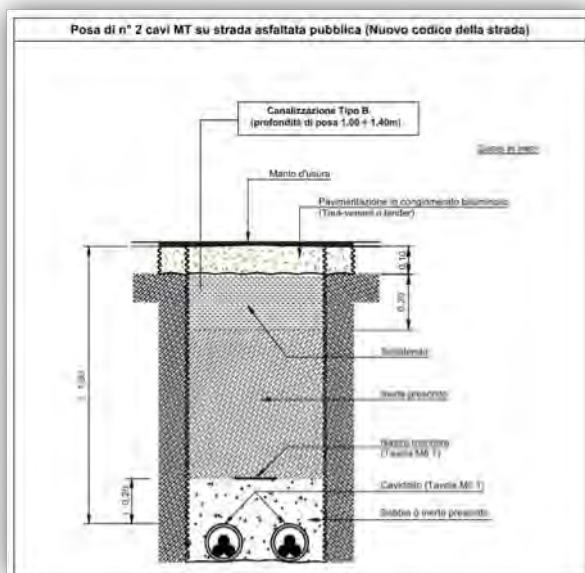
Si procederà quindi con:

- Scavo e posa di tubazioni in PVC su relativo letto di sabbia di almeno 10 cm;

- riempimento per formare uno strato di sabbia di almeno 10 cm;
- posizionamento di eventuali tegolini di tipo prefabbricato in C.A.V. di protezione e individuazione;
- riempimento con materiale di risulta;
- posa di uno o più nastri segnalatori;
- rinterro con materiale arido proveniente dagli scavi, preventivamente approvato dalla D.L., per gli attraversamenti non carrabili; rinterro con conglomerato cementizio classe Rck 150 con inerti calcarei o di fiume nel caso di attraversamenti zone carrabili.

Sebbene valori univoci delle sezioni e tipologia dei cavi saranno determinati in fase di progettazione esecutiva dell'impianto elettrico, si precisa quanto segue:

- Durante le operazioni di installazione la temperatura dei cavi per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venir piegati o raddrizzati non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.
- Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione, un nastro di segnalazione in polietilene.
- Per la terminazione dei cavi scelti e per l'attestazione sui quadri in cabina si dovranno applicare terminali unipolari per interno con isolatore in materiale ritraibile e capicorda di sezione idonea.



Schemi di posa cavo MT su strada asfaltata – terreno agricolo – strada sterrata

Per ciò che attiene al cavidotto MT esterno, il cavo 30 kV sarà posato a profondità non inferiore a 1,20 m. Nell'esecuzione delle opere l'impresa dovrà attenersi alle disposizioni degli Enti concedenti per quanto attiene ai periodi consentiti per l'apertura degli scavi e alle prescrizioni imposte per il ripristino delle pavimentazioni.

I materiali di scavo, qualora non ne sia richiesto l'asporto temporaneo, sarà essere raccolto su un solo bordo della trincea. In caso di scavo in pendenza sarà necessario lasciare diaframmi di terra che impediscano all'acqua di percorrere tutto lo scavo.

La larghezza dello scavo deve essere realizzata in funzione del numero di cavi da posare.

Per le operazioni di posa i cavi MT isolati in G7 non dovranno essere esposti a temperature inferiori a 0°. Pertanto se la temperatura ambiente dovesse essere inferiore ai valori indicati, si dovrà avere cura di predisporre lo scavo in tutti i particolari e portare a piè d'opera il cavo solo quando tutto è pronto per la messa in opera. In tal caso il cavo dovrà provenire da un deposito chiuso nel quale la temperatura dello stesso deve essere notevolmente superiore alla temperatura minima suddetta in quanto i cavi avvolti su bobine seguono con molto ritardo le variazioni di temperatura ambientali.

Prima di procedere alla posa del cavo è necessario predisporre il piano di posa costituito da terra vagliata o sabbia o pozzolana posata per uno spessore di 10 cm per tutta la lunghezza dello scavo su cui si adagerà il cavo. Durante la posa si eliminerà dal piano di posa qualsiasi pietra o altro che sia caduta sul piano stesso.

Le operazioni di rinterro seguiranno immediatamente la posa dei cavi. La prima parte del rinterro, per uno spessore di minimo di 20 cm, deve essere eseguita con terreno omogeneo di risulta dallo scavo, se idoneo, opportunamente vagliato, o con sabbia o pozzolana e, in caso di cavo interrato non protetto da tubo, sarà posato a 10 cm dalla sommità del cavo un elemento protettivo in resina (coppone).

Si sottolinea l'importanza di posizionare la canaletta in resina o comunque gli elementi di protezione in posizione corretta per evitare che in futuro si possa intaccare la guaina del cavo.

Al di sopra il riempimento dello scavo sarà effettuato con materiale inerte a granulometria differenziata per uno spessore di 30 cm ciascuno, o con materiale proveniente dallo scavo se di adeguate caratteristiche.

A completamento di questo strato i materiali utilizzati per il riempimento devono essere compressi ed eventualmente irrorati in modo da evitare cedimenti.

Per la posa del cavo saranno osservate le seguenti prescrizioni:

- Nel corso dello svolgimento del cavo dalla bobina sarà effettuato un puntuale controllo a vista dello stesso, segnalando eventuali anomalie ai tecnici responsabili del fornitore del cavo.
- Le estremità dei cavi tagliate per la posa saranno tempestivamente protette con cappucci di materiale termo restringente, qualora non venga subito eseguita la giunzione o la terminazione.
- I cavi saranno utilizzati al meglio per limitare gli sfridi.
- I cavi non devono subire brusche piegature, ammaccature, scalfitture e stiramenti della guaina.
- I cavi saranno posati in trincea seguendo un percorso leggermente sinuoso.

La profondità di interrimento dei cavi MT, considerando il punto di appoggio dei cavi sul piano di posa con particolare riferimento al cavidotto MT esterno, non deve risultare inferiore a 1,20 m. Il cavo di comunicazione dati potrà essere posato nello stesso scavo ma dovrà comunque essere distanziato dal più vicino cavo di potenza di almeno 60 cm; esso dovrà avere una profondità di interrimento non inferiore a 0,40 m. e sarà alloggiato in tubazione di PVC dedicata. Sarà anche fornita in opera nello scavo una corda Cu nuda da 35 mmq per tutta la lunghezza dello scavo. Giunzioni e derivazioni di questo conduttore saranno effettuati con morsetti a compressione pressati con apposito attrezzo.

A distanza minima di 60 cm dal cavo in tensione sarà posto un nastro segnalatore colorato secondo quanto previsto dalla CEI 11-17.

A completamento dei lavori verranno forniti i disegni planimetrici riproducenti il tracciato delle linee elettriche posate e delle corografie atte a individuare tutte le giunzioni.

Saranno eventualmente impiegati tubi spiralati in PE o PVC con interno liscio; dotati di apposita certificazione sia sul tipo di materiale che sui metodi di impiego. I suddetti tubi dovranno essere scelti con dimensione interna maggiore o uguale a quanto indicato sui disegni esecutivi. Durante la posa in opera dei suddetti tubi, i raggi di curvatura dovranno rispettare le prescrizioni del costruttore e le modalità di posa dei cavi da contenere; detti raggi di curvatura, non dovranno comunque essere inferiori a 5 volte il diametro della tubazione stessa. Per la loro giunzione, dovranno essere utilizzati esclusivamente i giunti previsti dalla ditta produttrice.

Eventuali variazioni, nei limiti del progetto approvato, potranno essere eseguite in fase di progetto esecutivo.

Prima della messa in servizio saranno eseguite le prove prescritte dalla Norma CEI 11-7.

6. Area e Piste di Accesso, Aree Tecniche, Recinzione e Cannello

Per quanto concerne l'accesso all'impianto, esso è garantito tramite la Strada Provinciale 106 per mezzo della viabilità locale, che presenta adeguate caratteristiche tecniche per le esigenze di cantiere e di esercizio dell'impianto.

Nel progetto è prevista per ogni Settore almeno un'area tecnica per l'alloggiamento delle cabine e il posizionamento dei relativi apparati di conversione, trasformazione e ausiliari, nonché un'area dedicata all'ubicazione dei manufatti adibiti al parallelo MT.

Per il trasporto delle componenti dell'impianto fino al sito prescelto, si utilizzeranno le strade esistenti, limitandosi alla realizzazione della pista interna al fondo (realizzata in terra battuta con adduzione di uno strato di ghiaia bianca superficiale) che avrà i seguenti requisiti minimi:

- ✓ larghezza minima 3,00m;
- ✓ raggio di volta > 13,00 m;
- ✓ pendenza: non superiore al 10%;
- ✓ resistenza al carico: superiore a 12 tonnellate per asse.

Al termine dei lavori si procederà al ripristino morfologico, alla stabilizzazione ed inerbimento di tutte le aree soggette a movimento di terra e al ripristino della viabilità pubblica e privata, utilizzata ed eventualmente danneggiata in seguito alle lavorazioni.

Per ogni Settore è prevista l'esecuzione di un cancello e di una recinzione metallica zincata per una lunghezza complessiva di 8000 metri circa (2250 m per il Settore A, 3520 m per il Settore B e 2230 per il Settore C), le cui caratteristiche dimensionali sono riportate negli allegati progettuali.

La recinzione è prevista a maglia rombica in ferro zincato plastificato di opportuno spessore, con altezza di 2 m e di colore verde. Alla base viene lasciato ad intervalli regolari uno spazio di 15 cm per consentire la continuità ecologica per il passaggio della piccola fauna.

Sarà posta in opera su paletti in ferro zincato IPE ad ali parallele di altezza di 2.5 m, posti a distanza non superiore a 3 m oltre ad un contrafforto ogni 25 m circa e sarà corredata di legatura con filo di ferro alle asole dei paletti, e ancorati a piccoli plinti di calcestruzzo. I pali da mettere in opera sono circa 2700, distanziati tra di loro non più di 3 metri, ed incardinati sul terreno mediante basamenti di calcestruzzo gettato in opera.

Sarà inoltre realizzato un cancello di accesso ad ogni Settore con struttura e pannelli in acciaio zincato, anch'esso di color verde (vedasi relativo allegato).

7. Scavi, Sbancamenti e Riporti e Caratterizzazione Terre di Scavo

Come sottolineato in precedenza, in ragione della morfologia pianeggiante del terreno, non si rendono necessari sbancamenti e riporti o livellamenti del terreno.

Tuttavia per la posa in opera dei cavidotti e delle cabine elettriche si rendono necessari degli scavi del terreno alla profondità media di circa 1,20 m per i cavidotti e di 0,5-0,8 m per le sottofondazioni delle cabine.

Le aree interessate da piazzole e dalla viabilità d'impianto saranno scoticate per circa 0,50 m per la rimozione del terreno vegetale, dopodiché verrà posato uno strato di materiale stabilizzato debitamente compattato per rendere i piani carrabili al transito dei mezzi pesanti per il trasporto dei componenti.

Le cabine prefabbricate verranno posate su vasche in cls prefabbricato poggiate direttamente sullo strato superficiale di terreno naturale (L) previa rimozione dello strato vegetale con scavo di splateamento della profondità 0,50 m e posa di uno strato di materiale stabilizzato debitamente compattato per rendere i piani livellati e drenanti rispetto alle acque meteoriche.

I cavidotti saranno rinterrati con lo stesso materiale proveniente dagli scavi ed eventuali eccedenze saranno distribuite sul terreno riempiendo gli avvallamenti presenti al fine di uniformare il piano di campagna.

L'eventuale materiale in eccesso sarà utilizzato per il rifianco delle cabine stesse o sul terreno medesimo.

Le superfici rinfiancate saranno sistemate a verde con essenze autoctone.

8. Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

I montaggi meccanici in campo, consistono principalmente nel montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera dei quadri di campo;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche ed i rispettivi quadri di campo;
- Posa dei cavi di collegamento tra i quadri di campo ed i relativi inverter, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa in opera dei trasformatori e dei collegamenti con i relativi inverter;
- Posa in opera degli apparati adibiti ai servizi ausiliari;
- Posa dei cavi MT di collegamento tra le cabine, mediante gli appositi cavidotti;

9. Collaudi

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto. Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

Prove d'accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

1. Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;

3. Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10 Ω , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prova di isolamento verso terra:

verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni:

- temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C.
- umidità relativa: compresa tra 45 e 85 %.
- tensione di prova: 2000 Vcc per 1 minuto (tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6.

8. Verifica degli organi di manovra e di protezione:

verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi.

9. Misura della resistenza di isolamento del campo fotovoltaico:

la misura, da eseguire con tensione di 1500 Vcc, sui morsetti DC, deve essere superiore a 50/N M Ω in condizioni di tempo asciutto, e superiore a 20/N M Ω in condizioni di tempo piovoso (N = numero di moduli).

10. Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:
le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate in corrispondenza del relativo inverter.

11. Verifica degli strumenti di misura:
verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

10. Messa in esercizio

Ai fini della messa in esercizio dell'impianto, si eseguiranno le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente continua e alternata BT
- avviamento degli inverter
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto è previsto all'art. 4 comma 4 del decreto 28 Luglio 2005, integrato dal Decreto 6 Febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

a) $P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / I_{stc}$

dove:

- P_{cc} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$ (deve essere $I > 600 \text{ W/m}^2$);
- I_{stc} = 1000 W/m^2 (irraggiamento in condizioni di prova standard);

b) $P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$

dove:

- P_{ca} = potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

11. Documentazione

A conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto, sono emessi e rilasciati i seguenti documenti:

- Progetto "as built" redatto, timbrato e firmato da un progettista abilitato, e integrato con le eventuali varianti realizzate in corso d'opera (come costruito).
- Manuale d'uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione, corredato di schede tecniche dei materiali e apparecchiature installati;
- Elenco dei moduli fotovoltaici che compongono l'impianto, indicante modello, marca e numero di matricola (come riportato dai costruttori), organizzato in ordine progressivo;
- Certificato di collaudo firmato e timbrato in originale dal collaudatore, attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- Dichiarazione di conformità, sottoscritta dall'installatore (con abilitazione lettera A) e corredata con gli eventuali allegati obbligatori e facoltativi;
- Certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- Documentazione attestante che materiali e componenti sono stati specificamente acquistati o prodotti per l'impianto fotovoltaico in oggetto, o comunque non già impiegati per altri impianti;
- Certificazione di garanzia dei moduli, rilasciata dai costruttori, attestante il numero di anni di garanzia delle prestazioni dei moduli fotovoltaici installati. La certificazione deve essere rilasciata per ciascun tipo di modulo fotovoltaico installato;
- Certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile. La certificazione deve essere rilasciata per ciascun tipo di modulo fotovoltaico installato;

12. Principali riferimenti normativi

Le opere e le installazioni relative all'impianto in oggetto al presente progetto, devono essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.

Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore ad 1 kV in corrente alternata.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente.
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V.
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV.
- Norma CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili.
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini.
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine.
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase).

- CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti d'alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione.
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori.
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- UNI 8477 -1: Calcoli degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- D.M. 37/08: Regolamento ai sensi della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.
- D.LGS 81/08 per la sicurezza e prevenzione infortuni sul lavoro.