



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI FOGGIA



COMUNE DI LUCERA

## AGROVOLTAICO "VACCARELLA"

*Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrovoltaiico per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e delle relative opere ed infrastrutture connesse, della potenza elettrica di 44,5056 MW DC e 36,0000 MW AC, con contestuale utilizzo del terreno ad attività agricole di qualità, apicoltura e attività sociali, da realizzare nel Comune di Lucera (FG) in località "Vaccarella"*

### PROGETTO DEFINITIVO

Proponente dell'impianto FV:



**INE VACCARELLA S.r.l.**

Piazza Walther Von Vogelweide n. 8,  
39100, Bolzano (BZ)  
PEC: [inevaccarellasrl@legalmail.it](mailto:inevaccarellasrl@legalmail.it)

**CHIERICONI SERGIO**

Documento firmato digitalmente, ai sensi del  
D.Lgs. 28.12.2000 n. 445 s.m.i. e del D.Lgs.  
7.03.2005 n. 82 s.m.i.

Gruppo di progettazione:

*Ing. Giovanni Montanarella - progettazione generale e progettazione elettrica*

*Arch. Giuseppe Pulizzi - progettazione generale e coordinamento gruppo di lavoro*

*Ing. Salvatore Di Croce - progettazione generale, studi e indagini idrologiche e idrauliche*

*Dott. Arturo Urso - studi e progettazione agronomica*

*Ing. Angela Cuonzo - studio d'impatto ambientale e analisi territoriale*

*Geom. Donato Lensi - studio d'impatto ambientale e rilievi topografici*

*Dott. Geologo Baldassarre Franco La Tessa - studi e indagini geologiche, geotecniche e sismiche*

*Dott.ssa Archeologa Paola Guacci - studi e indagini archeologiche*

*Ing. Silvio Galtieri - valutazione d'impatto acustico*

Proponente del progetto agronomico e  
Coordinatore generale e progettazione:



**M2 ENERGIA S.r.l.**

Via C. D'Ambrosio n. 6, 71016, San Severo (FG)  
[m2energia@gmail.com](mailto:m2energia@gmail.com) - [m2energia@pec.it](mailto:m2energia@pec.it)  
+39 0882.600963 - 340.8533113

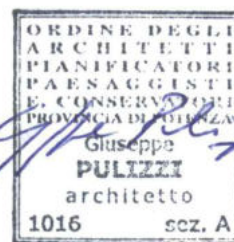
**GIANCARLO FRANCESCO DIMAURO**

Documento firmato digitalmente, ai sensi del  
D.Lgs. 28.12.2000 n. 445 s.m.i. e del D.Lgs.  
7.03.2005 n. 82 s.m.i.

Elaborato redatto da:

**Arch. Giuseppe Pulizzi**

Ordine degli Architetti PPC - Provincia di Potenza - n. 101



Spazio riservato agli uffici:

<b>PD</b>	Titolo elaborato: Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici			Codice elaborato PD01_31 REV02	
	N. progetto: FG0Lu01	Codice identificativo MASE - ID: 7624	Codice A.U.: JND6507	Protocollo:	Scala: -
Redatto il: 13/09/2021	Revisione "REV02" del: 27/03/2023			Formato di stampa: A4	
				Nome_file o Identificatore: FG0Lu01_PD01_31 REV02	

## SOMMARIO

PREMESSA .....	2
1. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI.....	2
1.1 Moduli fotovoltaici.....	2
1.2 Convertitori di potenza .....	5
1.3 Trasformatore .....	7
1.4 Struttura di support - tracker .....	7
1.5 Gestione dei tracker e movimentazione .....	10
1.6 Cavi e quadri di Campo e di Parallelo Stringhe .....	10
1.7 Quadro MT .....	11
1.8 Elettrodotto in cavo interrato a 30 kV .....	12
2. SICUREZZA ELETTRICA.....	15
2.1 Protezione dalle sovracorrenti .....	15
2.2 Protezione contro i contatti diretti.....	15
2.3 Protezione contro i contatti indiretti .....	15
3. COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE .....	17
3.1 Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete .....	17
3.2 Dispositivo del generatore .....	18
3.3 Gruppi di misura.....	18
3.4 Cabine inverter.....	18
4. STAZIONE UTENZA .....	22
5. IMPIANTO DI MESSA A TERRA .....	23
6. GESTIONE IMPIANTO.....	24

## **PREMESSA**

La progettazione dell'impianto è stata sviluppata utilizzando le tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e fabbricati. La realizzazione delle opere dovrà essere preceduta da approvazione da parte della Committenza e dalla presentazione della documentazione necessaria l'autorizzazione e l'esecuzione delle opere stesse, nonché dalla redazione di progetto esecutivo. L'impianto fotovoltaico dovrà essere eseguito nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche nel seguito indicate, nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, regolamentari e normative vigenti, quando siano applicabili, anche se non direttamente richiamate all'interno della presente relazione

Il presente disciplinare ha ad oggetto il Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico che la società INE VACCARELLA S.r.l. intende realizzare nell'agro del Comune di Lucera (FG), in località "Vaccarella", di potenza complessiva pari a 44,5056 MWp DC – 36,0 MW AC.

Il progetto prevede, inoltre, la realizzazione del cavidotto MT di collegamento dall'impianto fotovoltaico alla sottostazione di trasformazione e consegna 30/36 kV, da realizzare e da collegare in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Foggia – San Severo".

Il cavidotto suddetto, della lunghezza di circa 12.657 metri, sarà realizzato in cavo interrato alla tensione di 30 kV ed interesserà oltre al territorio del Comune di Lucera anche quello del Comune di Foggia.

Lungo il percorso del cavidotto MT di collegamento dell'impianto fotovoltaico alla sottostazione di trasformazione e consegna 30/36 kV, in considerazione della sua lunghezza, sarà posizionata una cabina di sezionamento della linea elettrica 30 kV, a circa 6.762 m dalla cabina di consegna interna all'impianto.

La sottostazione di trasformazione e consegna 30/36 kV verrà realizzata in prossimità della stazione di Terna S.p.A., ed occuperà un'area di 284,7 m<sup>2</sup> sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Lucera (FG), al Foglio 38, particella 74.

Come previsto nella STMG di Terna, codice pratica 201901073, la sottostazione di trasformazione e consegna 30/36 kV, sarà collegata, tramite cavidotto interrato, in antenna a 36 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN.

Per quanto riguarda il tipo di collegamento, le specifiche tecniche e dimensionali delle linee e delle protezioni sul lato AT di consegna, saranno indicate nella STMG fornita da Terna SpA.

Per quanto riguarda il cavidotto di collegamento, il tipo di collegamento e i relativi tracciati, si rimanda alla tavole specifiche.

## **1. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI**

### **1.1 Moduli fotovoltaici**

I moduli previsti per la realizzazione del generatore fotovoltaico sono da 610 Wp della JA Solar, modello – tipo Monocristallino da 6x26 celle. (Misurazioni effettuate a condizioni standard 1000 W/m<sup>2</sup>, 25° C, AM 1.5G).

Sul prodotto è realizzato con celle ad alta efficienza, con garanzia di 12 anni sul prodotto e di 25 anni sulla

produzione.

Le caratteristiche del pannello sono:

Dati caratteristici del Pannello: Mod. JAM78S30-610/GR

Potenza nominale – Pmax: 610 W

Efficienza: 21,8


Garanzia sul prodotto: 12 anni.

Struttura portante in alluminio.

Ricopertura con vetro temperato ad alta trasparenza ed in grado di resistere alla grandine (norma CEI/EN 61215).

Terminali d'uscita cavi pre-cablati a connessione rapida MC4.

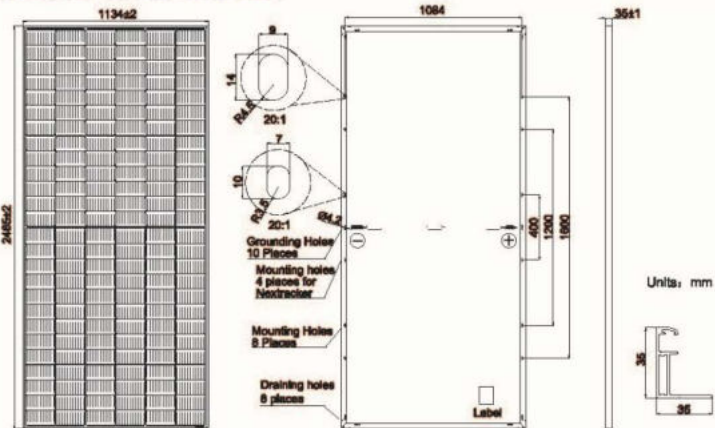
Si riporta di seguito la scheda tecnica del modulo fotovoltaico.



**JAM78S30 585-610/GR** Series

---

**MECHANICAL DIAGRAMS**



Remark: customized frame color and cable length available upon request

**SPECIFICATIONS**

Cell	Mono
Weight	31.1kg±3%
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40ft Container

---

**ELECTRICAL PARAMETERS AT STC**

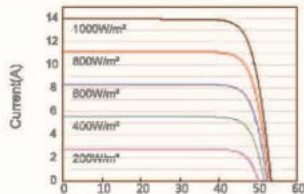
TYPE	JAM78S30 -585/GR	JAM78S30 -590/GR	JAM78S30 -595/GR	JAM78S30 -600/GR	JAM78S30 -605/GR	JAM78S30 -610/GR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	585	590	595	600	605	610
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61	53.73
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53	45.77
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08	14.13
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29	13.33
Module Efficiency [%]	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6	21.8
Power Tolerance				0~+5W		
Temperature Coefficient of Isc(α <sub>Isc</sub> )				+0.045%/°C		
Temperature Coefficient of Voc(β <sub>Voc</sub> )				-0.275%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax(γ <sub>Pmp</sub> )				-0.350%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

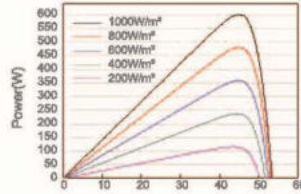
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT							OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM78S30 -585/GR	JAM78S30 -590/GR	JAM78S30 -595/GR	JAM78S30 -600/GR	JAM78S30 -605/GR	JAM78S30 -610/GR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	442	446	450	454	458	462	Operating Temperature	-40 C ~ +85 C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.59	50.72	50.86	51.01	51.17	51.33	Maximum Series Fuse Rating	25A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	42.69	42.82	42.94	43.07	43.21	43.34	Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.07	11.13	11.19	11.25	11.30	11.35	Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft²)
Max Power Current(Imp) [A]	10.36	10.42	10.48	10.54	10.60	10.66	NOCT	45±2 C
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class	Class II
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.							Fire Performance	UL Type 1

### CHARACTERISTICS

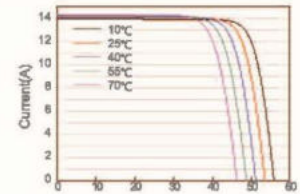
Current-Voltage Curve JAM78S30-600/GR



Power-Voltage Curve JAM78S30-600/GR



Current-Voltage Curve JAM78S30-600/GR



### Caratteristiche elettriche

Potenza elettrica nominale: 610W

Tolleranza rispetto alla Pmax: 0 ÷ +5 W

Tensione a circuito aperto Voc: 53,73 V

Tensione alla max potenza Vmpp: 45,77 V

Corrente di cortocircuito Isc: 14,13 A

Corrente alla max Potenza Imp: 13,33 A

Dimensione esterne: 2465x1134x35 mm

Peso: 31,1 kg

Tensione massima di lavoro: 1500 Vdc

Massima corrente inversa Ir: 25 A

Conforme a IEC 61730, IEC 61215, IEC 61730

Scatola di giunzione: IP 68

Altre informazioni, dettagliate, su caratteristiche operative ed elettriche relative alla capacità di produzione in funzione dei valori fisici esterni, quali temperature, umidità, irraggiamento, sono riportate nella scheda tecnica del pannello fornita dal costruttore ed allegata al presente progetto.

## 1.2 Convertitori di potenza

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter centralizzati da 4000 kW nominali. La configurazione fra inverter e pannelli fotovoltaici è rilevabile dagli elaborati grafici.

Nella presente versione progettuale, si fa riferimento al modello SUNNY CENTRAL SC 4000 UP della SMA, stabilendo fin da adesso la possibilità di sostituire gli stessi con altri simili per caratteristiche elettriche e dimensionali, in caso di indisponibilità sul mercato e/o in base a valutazioni di convenienza tecnico-economica al momento della realizzazione della centrale.

Nelle posizioni indicate nelle tavole di progetto, saranno posizionati locali tecnici delle Cabine di Campo contenente:

- La protezione del trasformatore tramite interruttore, il sezionamento e la messa a terra della linea MT;
- Il trasformatore MT/BT 20/0,690 kV, di potenza nominale 4000 kVA;
- L'inverter Centralizzato da 4000 kW nominali;
- Il trasformatore BT/BT 0.800/0,400 kV, di potenza nominale 50 kVA alimentazione servizi ausiliari;
- Il quadro ausiliari (condizionamento, illuminazione e prese di servizio, ecc.)
- Un gruppo di continuità (UPS) per alimentazione di servizi ausiliari e protezioni di cabina elettrica.

Il dispositivo generale posizionato nel vano utente della cabina di ricezione sarà costituito da un interruttore MT automatico, equipaggiato con circuito di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui agisce la protezione generale (PG); l'interruttore sarà di tipo fisso, abbinato ad un sezionatore tripolare lato rete.

L'energia derivata dalla trasformazione dell'irraggiamento solare verrà trasformata da continua in alternata mediante l'impiego di macchine statiche, l'inverter, necessarie a realizzare la trasformazione dell'energia prodotta da c.c. in c.a. ed eseguire, in automatico, il parallelo con la rete adeguando i propri parametri a quelli di rete, indipendentemente dalla quantità di energia prodotta e dalle condizioni meteo, per la successiva immissione nella rete elettrica.

La scelta dell'inverter per i sistemi fotovoltaici avviene in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra i pannelli fotovoltaici ed il dispositivo di conversione della potenza da c.c. in c.a. (l'inverter appunto).

Nell'impianto saranno presenti diversi tipi di tensione, in particolare sarà in c.c. all'uscita delle varie stringhe con un valore prossimo a 1290 Voc, quindi operante in bassa tensione (essendo 1500 Voc il limite normativo), quindi a seguito della conversione eseguita dagli inverter di stringa, la tensione sarà di 690 Vca, in corrente alternata.

Ogni inverter avrà una potenza complessiva nominale di 4000 kWp, valore raggiungibile attraverso il collegamento di stringhe come indicato nelle tavole di progetto.

Tutti gli inverter sono dotati di sistema per seguire il punto di massima potenza dell'ingresso corrispondente alla/e stringhe su ciascun ingresso indipendente della curva caratteristica I-V (ovvero la funzione MPPT) e costruire l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori assimilabili, migliorando l'efficienza di conversione in funzione dei dati di ingresso dovuto all'irraggiamento solare.

Di seguito sono riportati i parametri tecnici dell'inverter rilevati dalla scheda tecnica fornita dal costruttore.

- Potenza attiva nominale AC: 3400 kVA a 50°C
- Potenza apparente nominale AC: 4000 kVA a 25°C
- Potenza attiva nominale: 4000 kW a 25°C
- Rendimento europeo max: 98,6
- Tensione di uscita nominale – Umpp: 690 V
- Tensione max – Umpp: 1500 VDC
- Frequenza di rete nominale AC: 50/60 Hz
- Tensione di avvio: 1030 V
- MPPT Range operativo di tensione: 880 V – 1325 V
- Massima corrente DC per MPPT: 4750 A
- Massima corrente AC: 3850 A
- Dimensioni: 2815x2318x31588 mm
- Peso: 3700 kg

Si riporta di seguito la scheda tecnica dell'inverter utilizzato:

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
<b>DC side</b>		
MPPT voltage range $V_{MPPT}$ [at 25 °C / at 50 °C]	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	1091 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 to 1000, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	0	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at cos $\phi = 1$ [at 25 °C / at 50 °C]	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Nominal AC power at cos $\phi = 0.9$ [at 25 °C / at 50 °C]	3200 kW / 2720 kW	3360 kW / 2856 kW
Nominal AC current $I_{AC, max}$ [at 25 °C / at 50 °C]	3050 A / 3273 A	3850 A / 3273 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>10)</sup>	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 7	
Min. short circuit ratio at the AC terminal <sup>11)</sup>	> 7	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>12)</sup>	1 / 0.8 (variable) to 0.8 (unadjusted)	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>13)</sup> / European efficiency <sup>14)</sup> / CFC efficiency <sup>15)</sup>	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
Input side disconnection point	DC load break switch	
Output side disconnection point	AC circuit breaker	
DC over-voltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC over-voltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	0 / 0	
Insulation monitoring	0	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP54 / IP54	



General Data	
Dimensions (W / H / D)	2015 / 2310 / 1588 mm (110.0 / 91.3 / 62.5 inch)
Weight	< 700 kg / < 1550 lb
Self-consumption (max. / partial load <sup>1)</sup> / average <sup>2</sup> )	< 8100 W / < 1000 W / < 2000 W
Self-consumption (standby)	< 370 W
Internal auxiliary power supply	☐ Integrated 8.4 kVA transformer
Operating temperature range <sup>01</sup>	25 °C to 60 °C / 13 °F to 140 °F
Noise emission <sup>01</sup>	63.0 dB(A) <sup>02</sup>
Temperature range (standby)	40 °C to 60 °C / 40 °F to 140 °F
Temperature range (storage)	40 °C to 70 °C / 40 °F to 150 °F
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 months/year) / 0% to 95%
Maximum operating altitude above (ASL) <sup>01</sup> 1000 m / 2000 m <sup>1)</sup> / 3000 m <sup>1)</sup>	☐ / ☐ / ☐
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h
Features	
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004
Supply for external loads	☐ (2.5 kVA)
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, ILLU 547, UL 840 Cat. IV, Amèrè du 23/04/08
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A
Quality standards and directives complied with	FDI/VDL 2062 page 2, DIN EN ISO 9001
☐ Standard features ☐ Optional – not available + preliminary	
Type designation	SC 4000 UP
	SC 4200 UP

### 1.3 Trasformatore

Il sistema di conversione prevede cabine inverter in posizione baricentriche, per ogni sottocampo, con installazione quadri di parallelo distribuiti nel campo.

Nell'cabina inverter in un apposito vano è posizionato il trasformatore, utilizzato per elevare il livello di tensione da 690V a 30kV.

Trasformatore trifase in resina:

Gruppo Vettoriale: Dyn11

Frequenza: 50Hz

Tipo di raffreddamento ONAN

Massima potenza in AC: 4000kVA

Tensione nominale: 30/33 kV

Massima corrente ingresso nominale: 86 A

Massima tensione di ingresso: 800 V

Collegamento Trasformatore: Stella+Triangolo

Classe di isolamento: 34kV

Classe ambientale, clim, comp.al fuoco E2-C2-F1

Tensione di c.c.: 6%

Norme: IEC 60076

### 1.4 Struttura di support - tracker

Il progetto prevede l'installazione di 72.960 moduli fotovoltaici, ognuno di potenza pari a 610 Wp, da installare su apposite strutture di sostegno costituite dagli inseguitori fotovoltaici monoassiali, denominati tracker.

I tracker sono stati opportunamente dimensionati per consentire la coltivazione del terreno al di sotto



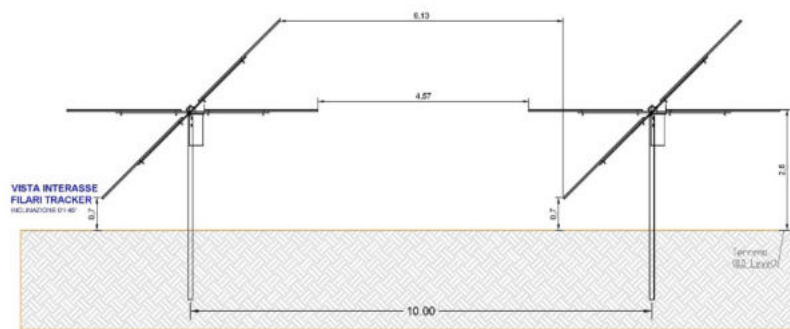
degli stessi.

I tracker considerati nel progetto definitivo dell'impianto sono prodotti dalla CONVERT e sono del tipo orizzontale monoasse motorizzati, ovvero aventi asse di rotazione orizzontale e mossi da attuatori lineari. I tracker suddetti verranno installati disposti sul terreno in file parallele con un'unica configurazione, indicata con 2Px24 (n. 1520 tracker), ove 2P sta ad indicare che su ciascuna struttura verranno installate due file parallele di moduli e X24 sta ad indicare che ogni fila sarà composta da 24 moduli fotovoltaici.

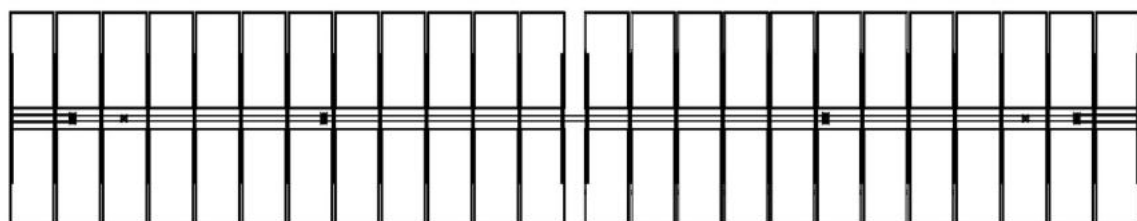
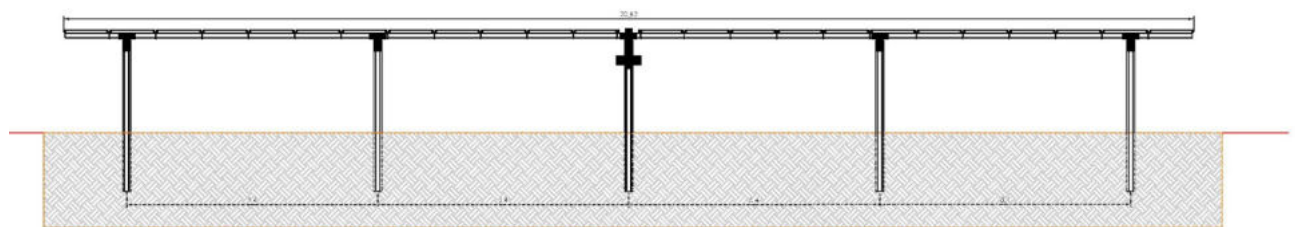
Il tracker può essere strutturalmente suddivisibile in 3 elementi principali:

- I montanti, che sorreggono l'intera struttura e trasmettono i carichi della stessa al terreno;
- L'asse di rotazione orizzontale, che consente il movimento della struttura ed alla quale è ancorata la struttura della vela;
- La struttura della vela, che costituisce la superficie sulla quale vengono disposti i moduli fotovoltaici.

Nelle figure seguenti si riportano i disegni che mostrano le caratteristiche geometriche e strutturali dei tracker nella configurazione 2PX24.



*Vista laterale dei tracker con inclinazione 0° e 45°*



*Vista frontale e vista dall'alto dei tracker con inclinazione 0°*

Il tracker, nella configurazione 2PX24, ha una lunghezza di 28,82 m ed è sorretto da 5 montanti, realizzati con profili in acciaio S 355 JR zincato a caldo, infissi nel terreno ad una profondità variabile tra 1,5 metri e 2,0 metri, a seconda della pendenza del terreno e delle caratteristiche geomorfologiche del terreno.

La profondità di infissione nel terreno sarà valutata per ogni singola struttura e verrà definita in fase di progettazione esecutiva, in seguito alle prove di carico ed alle verifiche di tenuta allo sfilaggio dei montanti.

Per ciò che concerne l'ancoraggio dei montanti al terreno si precisa che il progetto non prevede la realizzazione di fondazioni in calcestruzzo armato o di altro tipo.

I montanti verranno infissi nel terreno mediante l'impiego di attrezzature battipalo; in alternativa possono essere utilizzati quali montanti pali del tipo "a vite".

Il sistema di ancoraggio al terreno previsto riduce al minimo l'impatto ambientale generato dal sistema di fondazione; inoltre con tale tecnica si semplificano e si facilitano le operazioni di dismissione delle strutture.

L'asse di rotazione orizzontale del tracker, realizzata con profili in acciaio zincati a caldo, è ancorata ai montanti tramite un apposito sistema "poli – cuscinetto" che le consente il movimento monoassiale e sostiene la struttura della vela.

L'asse di rotazione è molto vicino all'asse del baricentro della struttura; ciò consente di ridurre la coppia sulla struttura e il carico sull'attuatore.

Il dimensionamento torsionale della struttura è realizzato al fine di evitare fenomeni di instabilità dovuti all'aumento del coefficiente del "fattore di forma".

I poli sono realizzati in acciaio S 355 JR, mentre la giunzione ed il supporto del cuscinetto sono realizzati rispettivamente in acciaio S 355 JR ed in acciaio S 275 JR.

L'asse di rotazione è realizzata in acciaio S 355 JR (file esterne) ed in acciaio S 275 JR (file interne).

La struttura costituente la vela è anch'essa realizzata con profilati, gli arcarecci, in acciaio S 355 JR zincati a caldo e sezione ad omega, per consentire il bloccaggio dei moduli fotovoltaici.

Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici viene effettuato con viti in acciaio inossidabile e rondella in acciaio inossidabile per evitare fenomeni di accoppiamento galvanico e corrosione.

Per ciò che concerne la protezione superficiale dei profili in acciaio costituenti l'intera struttura del tracker, la stessa, come detto, avviene mediante zincatura a caldo secondo la norma UNI-EN-ISO1461.

Come precedentemente scritto, i tracker si muovono lungo un'asse orizzontale, orientato nella direzione Nord –Sud.

Il sistema di movimentazione del tracker ha il compito di predisporre in maniera ottimale l'inclinazione della vela nella direzione della radiazione solare.

In relazione al movimento "basculante" che il tracker compie nell'arco di un periodo, la vela avrà un'altezza variabile da 0,70 m a 4,55 m rispetto al piano di campagna.

Il movimento della vela nell'arco di un periodo viene determinato da un algoritmo che fornisce una fase di backtracking mattutino da +45° a 0° (ove 0° costituisce la posizione della vela parallela al terreno) e una fase di backtracking pomeridiana da 0° a -45°.

### 1.5 Gestione dei tracker e movimentazione

Ogni fila è dotata di un attuatore lineare ed un inclinometro elettronico.

L'attuatore lineare viene mosso da un motore a 24 Vc.c. con un assorbimento di corrente di 6 A; la movimentazione del sistema è ottenuta mediante un motore in corrente continua, c.c. ad alta efficienza, basso riscaldamento, senza condensatore elettrolitico. Nella versione cablata, il controllo è alimentato dalla rete elettrica. Nella versione wireless, il controllo è autoalimentato direttamente dal pannello delle stringhe.

Nella versione cablata proposta, l'alimentazione del tracker è monofase 230 AC.

La classe di isolamento è: Classe II.

Il dispositivo elettronico di controllo è una scheda elettronica protetta da una scatola di plastica, il materiale è PC + ABS resistente ai raggi UV, grado IP 65.

Ogni tracker è dotato di una scheda elettronica alimentata direttamente dai pannelli delle stringhe. L'algoritmo Sun tracker è un algoritmo astronomico con strategia di backtracking e calendario perpetuo.

Il controllo dell'algoritmo fornisce una fase di backtracking mattutino da  $-45^\circ$  a  $0^\circ$  e analogamente una fase pomeridiana di backtrack da  $0^\circ$  a  $-45^\circ$ ; in questa fase il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli.

Durante la fase centrale "tracking diretto" da  $+45^\circ$  a  $-45^\circ$ , il sistema insegue l'angolo ottimale per il localizzatore con un errore massimo pari al valore impostato.

Più piccolo è l'errore di tracciamento, maggiore è il numero di stop and go dell'attuatore durante il giorno.

Il programma riguarda la funzione di localizzazione, ogni singola unità di controllo può funzionare autonomamente senza essere connessa allo SCADA.

### 1.6 Cavi e quadri di Campo e di Parallelo Stringhe

I quadri di parallelo stringhe (di seguito denominati per brevità QP) sono gli elementi dell'impianto che effettuano la connessione in parallelo delle stringhe e le collegano all'inverter.

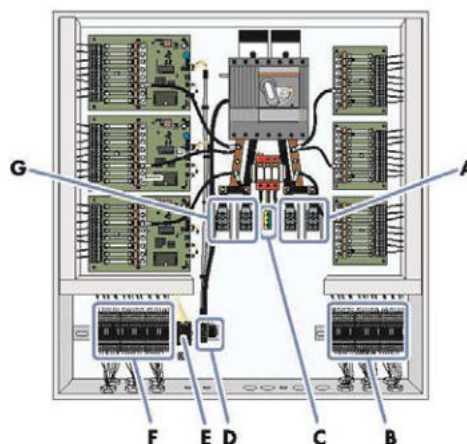


Figure 10: Terminals for connections

Position	Designation
A	Main DC cable connection, - pole
B	DC-string connections - pole
C	Grounding cable connection
D	Connection for remote tripping <sup>*</sup>
E	Data cable connection
F	DC-string connections, +pole
G	Main DC cable connection, +pole

<sup>\*</sup> optional

L'insieme delle stringhe collegate in parallelo tramite apposito QP costituisce un sottocampo.

I QP sono dispositivi che oltre alla funzione principale sono in grado anche di svolgere la funzione di protezione contro scariche o sovratensioni.

Ciascuna stringa sarà collegata ad un quadro di parallelo stringhe (QP) idoneo al collegamento fino ad un massimo di 12 stringhe, adatto per l'installazione all'esterno (grado di protezione IP54).

Il collegamento tra le stringhe ed il QP sarà essere realizzato con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV di sezione 6 mm<sup>2</sup> per limitare le perdite nei cavi.

Ogni QPS sarà dotata dei seguenti dispositivi di sezionamento e protezione:

- un interruttore di manovra-sezionatore generale di corrente nominale idonea,
- fusibile da 10 A, tipo gG, idonei all'uso fino a 1500 V DC, per ogni stringa;
- SPD idoneo all'uso in DC, che garantiscono una tensione di scarica minore o uguale alla tensione di tenuta degli inverter indicata dal costruttore degli stessi (2,3 kV in assenza di indicazioni);

Ogni QPS sarà collegato al corrispondente inverter come riportato nelle tavole di progetto.

Le linee in uscita da ogni QPS saranno realizzate con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV, di sezione adeguata per limitare le perdite nei cavi.

Le linee suddette saranno posate in cavidotti di idoneo diametro (vedi tavole di progetto).

L'ubicazione indicativa del posizionamento delle canaline è desumibile dagli elaborati grafici di progetto.

### 1.7 Quadro MT

La connessione alla rete elettrica, di ogni sezione dell'impianto, è prevista tramite linea interrata, in entrata da ciascuna cabina di conversione con all'interno il trasformatore per innalza la tensione a 30 kV, fino alla cabina di consegna, sita nel punto di accesso all'impianto, da cui partirà la linea di consegna alla stazione primaria e quindi la connessione alla stazione di Terna.

Le linee di collegamento tra le varie cabine di campo e la cabina di consegna, saranno realizzate in cavo interrata alla tensione di 30kV, in modo da ridurre le perdite lungo il tracciato.

Nella cabina di consegna posta all'ingresso dell'impianto fotovoltaico, saranno ubicati i quadri di

sezionamento e di protezione delle varie sezioni di impianto.

A partire dalla cabina di consegna del campo fotovoltaico e fino alla cabina di consegna utente, realizzata in prossimità della sottostazione di Terna, sarà realizzato un cavidotto interrato con tensione di consegna a 30kV, che opportunamente trasformata nella cabina di consegna, dopo l'elevazione da 30kV a 150 kV, mediante trasformatore, sarà collegata alla rete nazionale di Terna – RTN.

Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico, sono previste n.9 sezioni ciascuna costituita da n.1 cabine di campo.

A ciascuna sezione faranno capo i vari sotto-campi, in cui è suddiviso l'impianto fotovoltaico.

Per ciascuna sezione saranno presenti n.1 trasformatori da 4000 kVA.

Ad ogni cabina saranno collegati le varie linee in BT derivate da i quadri di campo di campo, che opereranno la trasformazione della potenza da continua, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in alternata.

### **1.8 Elettrodotta in cavo interrato a 30 kV**

All'interno dell'impianto fotovoltaico i collegamenti tra le varie cabine di campo e la cabina di consegna, saranno realizzate in cavo interrato, con tensione di esercizio di 30kV.

Le n. 9 cabine di trasformazione saranno collegate anello, mediante cavidotto interrato ad una profondità superiore a 1,30 m, lungo la viabilità interna del campo, alla stazione di consegna.

La linea ad anello deve trasferire una potenza nominale di 36 MVA, innalzata dai trasformatori alla tensione di 30,0 kV ed una corrente di linea pari a circa 694 A, in condizioni ottimali di irraggiamento.

La sezione utilizzabile per tali linee sarà di un cavo per fase da 630 mm<sup>2</sup>.

In cabina di consegna, in cui giungeranno i cavidotti di collegamento delle cabine di campo, una volta sezionati e protetti, dovranno collegare la stazione di campo con quella di utenza posta in prossimità della stazione di Terna.

Tale cavidotto, sarà interrato ad una profondità non inferiore a 1,50 m e seguirà il tracciato riportato nella planimetria, per una lunghezza complessiva di circa 12.657 m.

La portata che tale cavo dovrà garantire, considerando i 36000 kVA di potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, sarà data di circa 694 A, per cui la sezione indicativa più adatta è una doppia linea, con un cavo per fase in alluminio da 630 mm<sup>2</sup>.

Tale valore di corrente è stato calcolato considerando nulle tutte le perdite di conversione, di trasmissione, di collegamento, ed inoltre, sapendo che il rendimento dell'impianto fotovoltaico è sempre inferiore rispetto al valore nominale di circa il 20%, con una riduzione significativa anche sulla corrente erogata.

L'ultimo tratto di cavo, sempre interrato, dovrà essere scelto in funzione delle specifiche fornite da Terna Spa.

Le linee MT, che hanno una tensione nominale di 30 kV, una frequenza nominale di 50 Hz, con una corrente massima di esercizio variabile in funzione dell'irraggiamento solare, saranno realizzate cercando di minimizzare le perdite di linea e la caduta di tensione, data la potenza da trasportare e la lunghezza della stessa linea.

I cavi utilizzati saranno di tipo ARG7H1(AR)EX unipolare ad isolamento solido estruso, con conduttori di

alluminio della sezione nominale di 630 mm<sup>2</sup>; l'isolamento sarà costituito da una miscela a base di polietilene reticolato (XLPE) oppure da una miscela elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica (HEPR), rispondente alle norme CEI, lo schermo elettrico sarà in semiconduttore estruso isolante, lo schermo fisico in alluminio, a nastro, con o senza equalizzatore, e la guaina protettiva in polietilene o PVC.

La portata richiesta di 694 A per singolo cavo è garantita dalla specifica del cavo ARG7H1EX scelto, la cui massima di 706 A è relativa alla posa a trifoglio nelle condizioni di terreno peggiori, inoltre considerando la doppia linea, questo garantisce una continuità di funzionamento anche nel caso di un guasto su uno dei 2 cavi, ed inoltre garantisce nel normale funzionamento una bassissima caduta di tensione garantendo poche perdite nel tratto di trasmissione dell'energia.

I cavi interrati, considerando il tipico, sono alloggiati in uno scavo che ha forma rettangolare con larghezza di 0,35 m e altezza (profondità) di 1,50 metri; lo strato inferiore, di circa 0,30 m, dove sono posati i cavi elettrici ed anche il cavo in fibra ottica per la trasmissione dei dati, è formato da terreno sabbia vagliata, per ottenere l'idonea resistenza termica, mentre lo strato superiore, di 0,90 - 1,00 m, è costituito da materiale arido di riempimento ovvero da terreno recuperato dal precedente scavo.

In casi particolari, di attraversamento od intersezione con altre condutture interrate, potrà essere adottata una soluzione di alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od anche in tubazioni di PVC o di metallo.

Si prevede la realizzazione di giunti ispezionabili, a distanze di circa 600 m, la cui posizione sarà definita in relazione alle interferenze in sottosuolo.

I cavi ARG7H1(AR)EX, nuovi, di tipo Air-bag possono essere posati direttamente in scavo senza letto di sabbia e tegolo di protezione. Per la loro posa è previsto l'utilizzo di corrugato pesante e un nastro monitore che ne rilevi la posizione per le successive eventuali lavorazioni.

### **Caratteristiche tecniche**

Le principali caratteristiche tecniche del cavo interrato a 30 kV sono di seguito riportate:

Materiale conduttore "anima": corda rotonda compatta rame rosso

Materiale isolante: miscela di gomma ad alto moduli G7

Schermo metallico: fili di rame

Guaina esterna: elastomero estruso

Tensione nominale (U<sub>o</sub>/U): 12/20/30 kV

Frequenza nominale: 50 Hz

Temperatura di funzionamento: 90°C

Temperatura cortocircuito: 250°C

NORME CEI (Principali): 20-13 // 20-35

Sigla: RG7H1R

Tipologia di sezioni utilizzabili: 70/ 95/ 185/ 240/ 300 /400/ 630

Nello scavo di posa dei cavi a 30 kV saranno interrati, ad una profondità variabile di circa 0,9 - 1,3 m, che potrà variare in relazione al tipo di terreno attraversato e al luogo di installazione, i cavi di segnale o fibra

ottica, necessari alla trasmissione dei segnali tra le cabine, la cabina di consegna di campo e quella di utenza.

In particolare, per le linee di segnale da installare all'interno dell'impianto fotovoltaico, la profondità potrà essere di 0,9 m, lungo la viabilità interna, mentre per il collegamento tra le due cabine, esterne all'impianto, la profondità dovrà essere di circa 1,30 m per evitare fenomeni di schiacciamento.

I cavi saranno posati all'interno di un letto di sabbia compatta in cui saranno previsti opportuni nastri di segnalazione.

Per incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni ecc) saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli Enti proprietari delle opere interessate.



## 2. SICUREZZA ELETTRICA

### 2.1 Protezione dalle sovracorrenti

La protezione contro le sovracorrenti sarà assicurata secondo le prescrizioni della Norma CEI 64- 8. In particolare sarà assicurato il coordinamento tra i cavi e i dispositivi di massima corrente installati, secondo le seguenti regole:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_{cc} t \leq K S$$

Dove:

$I_b$  = corrente di impiego del cavo

$I_n$  = corrente nominale dell'interruttore  $I_z$  = portata del cavo

$I_{cc}$  = corrente di cortocircuito

$t$  = tempo di intervento dell'interruttore

$K$  = coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo

$S$  = sezione del cavo

### 2.2 Protezione contro i contatti diretti

Le varie sezioni dell'impianto sono costituite da sistemi di Categoria I. Non essendo presenti circuiti a bassissima tensione di sicurezza (SELV) né a bassissima tensione di protezione (PELV), la protezione contro i contatti diretti sarà assicurata mediante isolamento completo delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

### 2.3 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà assicurata mediante:

- messa a terra delle masse e delle masse estranee;
- scelta e coordinamento dei dispositivi di interruzione automatici della corrente di guasto, in conformità a quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8.
- ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra.

In particolare, l'impianto rientra nei sistemi di tipo "TN", saranno installati interruttori differenziali tali da garantire il rispetto della seguente relazione nei tempi riportati in tabella I:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

Dove:

$Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto comprensiva dell'impedenza di linea e dell'impedenza della sorgente

$I_a$  è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione in Ampere, secondo le prescrizioni della norma 64-8/4; quando il dispositivo di protezione è un dispositivo di protezione a

corrente differenziale, la  $I_a$  è la corrente differenziale  $I_{\Delta n}$ .

$U_0$  è la tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt

**Tab. I Tempi massimi di interruzione per sistemi TN**

<b><math>U_0</math>(V)</b>	<b>Tempo di interruzione</b>
120	0,8
230	0,4
400	0,2
>400	0,1

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico lato corrente continua è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra.

La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantito dalla presenza del trasformatore BT/MT.

In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo.

Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità ogni inverter sarà munito di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### 3. COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE

I criteri e le modalità per la connessione alla RTN saranno conformi a quanto prescritto dalle normative CEI 11-20, CEI 0-16, CEI 82-25 e dalle prescrizioni TERNA (TICA), per clienti produttori dotati di generatori che entrano in parallelo continuativo con la rete elettrica.

L'impianto mediante un cavidotto MT, interrato, della lunghezza di 12.657 metri e uscente dalla cabina di impianto alla tensione di 30 kV, sarà collegato alla cabina di trasformazione e consegna 30/36 kV; da questa, mediante linea in AT completamente interrata si collegherà in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Foggia – San Severo".

La sottostazione di trasformazione e consegna 30/36 kV verrà realizzata in prossimità della stazione di Terna S.p.A., ed occuperà un'area di 284,7 m<sup>2</sup> sul terreno catastalmente individuato al N.C.T. del Comune di Lucera (FG), al Foglio 38, particella 74.

L'impianto risulta equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli: dispositivo generale; dispositivo di interfaccia; dispositivo del generatore. Al dispositivo generale + interfaccia non può essere infatti associata anche la funzione di dispositivo di generatore (in pratica fra la generazione e la rete TERNA saranno sempre presenti interruttori in serie tra loro).

#### 3.1 Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete

Il dispositivo di interfaccia (DI) determina la sconnessione dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di trasmissione nazionale.

La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete TERNA evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione TERNA, il Cliente Produttore possa alimentare la rete TERNA stessa;
- in caso di guasto sulla rete TERNA, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete TERNA prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
- in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori TERNA, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete TERNA con possibilità di rotture meccaniche.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relé di frequenza, di tensione ed, eventualmente, di massima tensione omopolare.

<b>PROTEZIONE</b>
Massima tensione
Minima tensione
Massima frequenza
Minima frequenza
Massima tensione omopolare $V_0$
Tensione direzionale di terra 67N

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Trasmissione Nazionale è prevista la realizzazione di un rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra.

Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato MT del trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto fotovoltaico dalla rete di TERNA, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

### **3.2 Dispositivo del generatore**

Il dispositivo del generatore è costituito da (interruttore o contattore) installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione. In condizioni di "aperto", il dispositivo del generatore separa il gruppo dal resto dell'impianto.

### **3.3 Gruppi di misura**

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo con la rete è necessario misurare:

- L'energia prelevata/immessa in rete;
- L'energia fotovoltaica prodotta.

L'impianto fotovoltaico in esame essendo costituito da 9 campi avrà 9 gruppi di misura dell'energia prodotta, entrambi collocati il più vicino possibile all'inverter.

Il gruppo di misura, ad inserzione indiretta con TA e TV, dell'energia prelevata/immessa in rete sarà ubicato nel locale misure della cabina di consegna a valle del Dispositivo Generale.

I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura che garantiranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

### **3.4 Cabine inverter**

L'impianto sarà costituito da numero 9 sezioni, suddivise in sottocampi da circa 4 MW. Ciascun sottocampo sarà costituito da n. 1 trasformatore della potenza di 4000 kVA.

Negli elaborati è riportata la suddivisione delle varie sezioni in cui verrà diviso l'impianto per ragioni di gestione e monitoraggio.

La suddivisione è stata fatta per ragioni orografiche simili e per ridurre al minimo il sistema di cablaggio, inserendo baricentricamente le cabine di campo.

La scelta progettuale è stata quella di ottimizzare le fasi installative e ridurre al minimo gli impatti sul territorio, per cui le cabine di campo saranno realizzate mediante box, nel quale saranno alloggiati le

apparecchiature elettriche.

Si riportano di seguito l'immagine e la scheda tecnica del modello 4000-S2, prodotta da SMA.

MV POWER STATION  
4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



# MV POWER STATION

## 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
<b>Input (DC)</b>		
Available inverters	1 x SC 4000 UP (-US) or 1 x SCS 3450 UP (-US)	1 x SC 4200 UP (-US) or 1 x SCS 3600 UP (-US)
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Max. input current	4750 A	4750 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>		
Rated power at 1000 m and cos phi = 1 (at -25°C to +25°C / at 40°C / at 45°C) <sup>1)</sup>	4000 kVA / 3400 kVA / 0 kVA	4200 kVA / 3570 kVA / 0 kVA
Optional: rated power at 1000 m and cos phi = 1 (at -25°C to +25°C / at 50°C / at 55°C) <sup>1)</sup>	4000 kVA / 3400 kVA / 0 kVA	4200 kVA / 3570 kVA / 0 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN <sup>2)</sup>	KNAN <sup>2)</sup>
Max. output current at 33 kV	70 A	74 A
Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV	4.0 kW / 3.1 kW	4.2 kW / 3.1 kW
Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV	40.0 kW / 29.5 kW	41.0 kW / 32.5 kW
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Inverter efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>3)</sup> / European efficiency <sup>3)</sup> / CEC weighted efficiency <sup>4)</sup>	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
<b>General Data</b>		
Dimensions equal to 20-foot HC shipping container (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) <sup>1)</sup>	< 370 W	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○	
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / ○	
Monitoring package	○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Medium-voltage switchgear: without / 3 feeders	● / ○	
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Integrated oil containment: without / with	● / ○	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1 IEEE C37.100.1, IEEE C57.12, UL 1741 listed, CSC Certificate	
● Standard features ○ Optional features – Not available		
Type designation	MVPS-4000-S2 (-US)	MVPS-4200-S2 (-US)

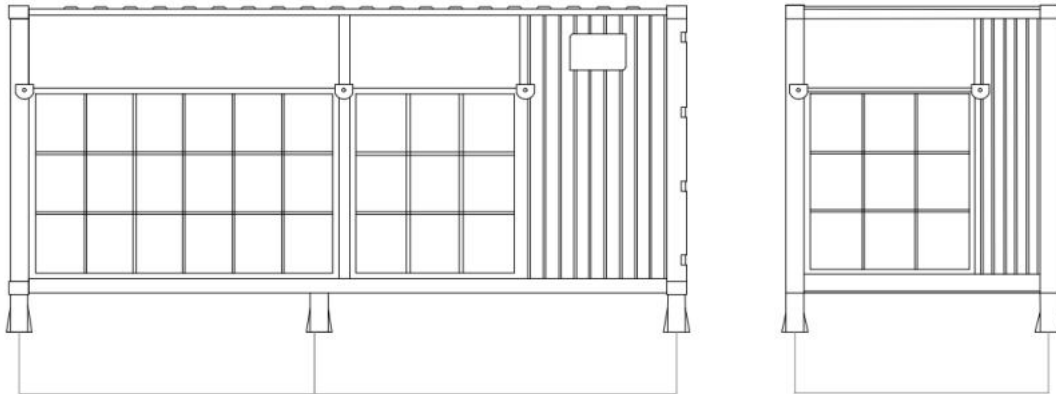
Scheda tecnica del modello 4000-S2

Tali cabine-box, contenute in container, saranno posizionate su apposite platee predisposte nei punti indicati in planimetria.

Ciascuna platea sarà realizzata per contenere tutti i cavidotti di collegamento all'impianto e per cavidotto di consegna in MT.

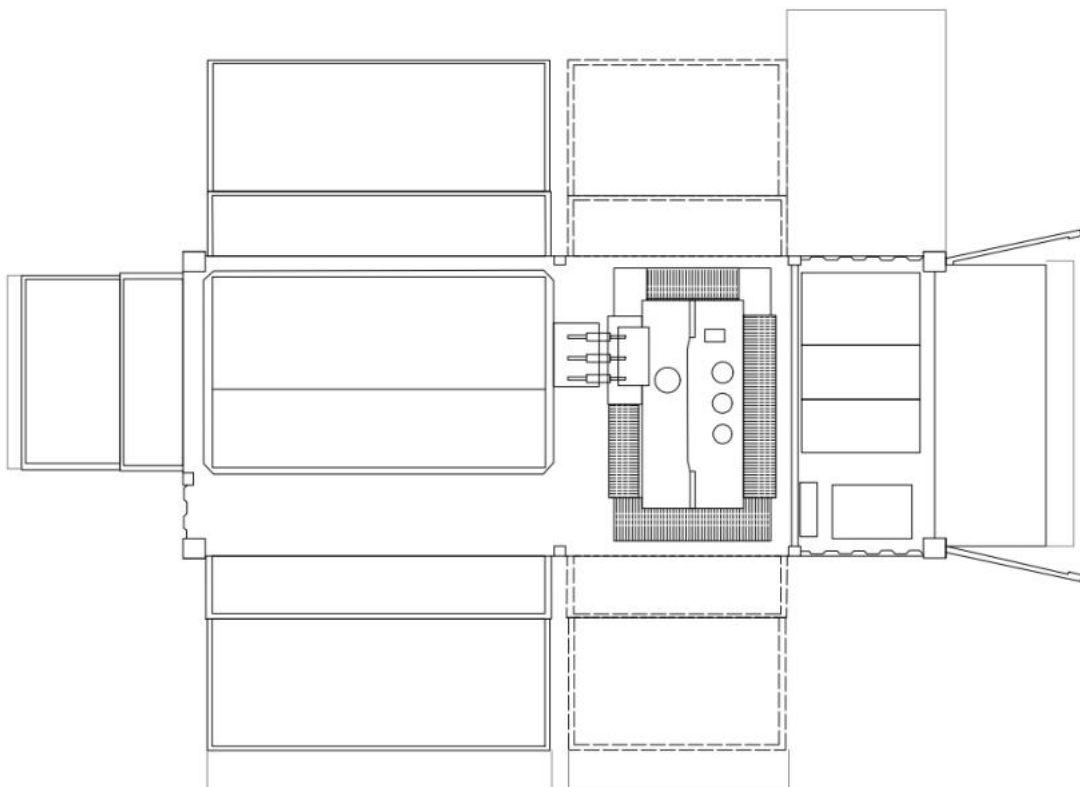
Ogni platea sarà attrezzata per il posizionamento di un box, e predisposto per la realizzazione un cavidotto in MT di collegamento tra le cabine di campo e la cabina di consegna, posta all'ingresso del campo fotovoltaico.

Si riportano di seguito i disegni architettonici della Cabine Inverter e di Trasformazione.



**PROSPETTO LONG.**

**PROSPETTO TRASVERSALE**



**PIANTA**



#### **4. STAZIONE UTENZA**

La sottostazione (di cui si riportano planimetria e particolari elettrici negli elaborati grafici allegati) è il punto di connessione della centrale fotovoltaica con la rete di trasmissione nazionale; essa riceve l'energia prodotta dalla centrale attraverso la rete di vettoriamento.

Nella sottostazione la tensione viene innalzata da 30 kV a 36 kV e consegnata alla rete tramite un collegamento interrato a tensione 36 kV con uno stallo a 36 kV della stazione di TERNA.

Le linee di connessione alla rete elettrica, le apparecchiature ed il macchinario AT saranno dimensionati per sopportare la tensione massima nominale a frequenza industriale della sezione a 36 kV nel rispetto delle specifiche Terna e delle norme CEI.

Dal punto di vista meccanico, le apparecchiature e linee AT saranno dimensionate in modo da poter sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti da correnti di corto circuito, in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 99\_3.

La sottostazione sarà composta, in sintesi, da:

1. un raccordo AT in cavo per la connessione alla stazione AT ;
2. un montante di trasformazione AT/MT;
3. un edificio utente in cui sono ricavati: magazzino, locali MT, locale BT, magazzino, locale misure e locali servizi igienici.
4. un edificio utente in cui sono ricavati: telecontrollo, locale MT, locale misure, locale utente.

## 5. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

### Messa a terra lato locale tecnico (cabina MT/BT)

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dagli schermi metallici dei cavi MT, collegati a terra ad entrambe le estremità;
- dagli anelli di terra delle cabine, realizzati con tondino in acciaio di sezione almeno 50 mm<sup>2</sup>;
- da quattro picchetti in acciaio zincato, lunghezza almeno 1,5 m, posti ai vertici dell'anello;
- dai nodi di terra delle cabine e dai conduttori di protezione ed equipotenziali.

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse, le masse estranee, ed il conduttore neutro.

### Messa a terra lato campo fotovoltaico

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dalle strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici collegate alla terra del capannone;
- dai collegamenti alla terra dell'impianto fotovoltaico posizionati nei quadri di controllo

All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse e le masse estranee dell'impianto.

La determinazione della sezione del conduttore di protezione è calcolata con la formula:

$$S_p^2 \cdot K^2 = I^2 \cdot t$$

dove:

$S_p$  = Sezione del conduttore di protezione;

$I$  = Corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa;

$t$  = Tempo di intervento del dispositivo di protezione;

$K$  = Valore caratteristico del conduttore.

## 6. GESTIONE IMPIANTO

Il sistema di controllo dell'impianto potrà avvenire tramite due tipologie di controllo: locale e/o remoto:

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale e locale, da ubicarsi nella cabina di impianto, con personale in grado di operare con controlli in campo munito di apposite attrezzature in loco, per il controllo di eventuali anomalie presenti;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il sistema di controllo con software dedicato, permetterà l'interrogazione in ogni istante dell'impianto, al fine di verificare la funzionalità degli inverter installati, con la possibilità di visionare le funzioni di stato, comprese le eventuali anomalie di funzionamento.

Le principali grandezze controllate dal sistema saranno:

- Potenze dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter;
- Corrente di campo dell'inverter;
- Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente;
- Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte.

La connessione tra gli inverter e il PC avverrà tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS).