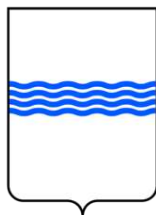


REGIONE BASILICATA**PROVINCIA DI POTENZA****COMUNE DI BANZI**

Denominazione impianto:

MASSERIA REGINA

Ubicazione:

**Comune di Banzi (PZ)
Località "Masseria Regina"**

Foglio: 15/16

Particelle: varie

PROGETTO DEFINITIVO

per la realizzazione di un impianto agrovoltaico da ubicare in agro del comune di Banzi (PZ) in località "Masseria Regina", potenza nominale pari a 19,943 MW in DC e potenza in immissione pari a 18,7 MW AC, e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nei comuni di Banzi (PZ) e Palazzo San Gervasio (PZ).

PROPONENTE

**BANZI ENERGIA S.r.l.**

Corso Libertà n. 17

VERCELLI (VC) - 13100

P.IVA 02737570024

PEC: banzienergia@legalmail.it

ELABORATO

Disciplinare Descrittivo e Prestazionale degli elementi Tecnici

Tav. n°

A.11

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Aprile 2022	Istanza per l'avvio del procedimento di rilascio del provvedimento di VIA nell'ambito del Provvedimento Unico in materia Ambientale ai sensi dell'art.27 del D.Lgs.152/2006 e ss.mm.ii.			

PROGETTAZIONE

GRM GROUP S.R.L.

Via Tirreno n.63 - 85100 Potenza (Pz)

PEC: grmgroupsrl@pec.it

Cell:3286812690



IL TECNICO

Dott. Ing. SAVERIO GRAMEGNA

Via Caduti di Nassiriya n. 179 - 70022 Altamura (BA)

Ordine degli Ingegneri di Bari n. 8443

PEC: saverio.gramegna@ingpec.eu

Cell: 3286812690



Spazio riservato agli Enti

Sommario

• Convertitori di potenza	7
• Trasformatore	11
• Struttura di support - tracker	11
• Gestione dei tracker e movimentazione	13
• Cavi e quadri di campo	14
• Quadro MT	15
• Elettrodotto in cavo interrato a 30 kV	16
Caratteristiche tecniche.....	17
3. SICUREZZA ELETTRICA	18
• Protezione dalle sovracorrenti	18
• Protezione contro i contatti diretti.....	19
• Protezione contro i contatti indiretti.....	19
4. COLLEGAMENTO ALLA RETE TRASMISSIONE NAZIONALE.....	21
• Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete	21
• Dispositivo del generatore	22
• Gruppi di misura	23
• Cabine elettriche	23
5. STAZIONE UTENZA	25
• Montante AT	25
• Interruttore tripolare in SF6.....	26
• Scaricatori di sovratensione	27
• Trasformatore AT/MT.....	27
• Conduttori, morse e collegamenti AT	27
• Apparecchiature a MT	28
• Rete di terra.....	28
• Illuminazione esterna ed impianto FM - RTN e cliente.....	28
• Protezione lato MT	29
• Protezione di interfaccia	29
• Protezione del trasformatore MT/AT.....	29
• SISTEMA DI PROTEZIONE E CONTROLLO SCADA.....	30
• RTU della sottostazione	30
• Unità di controllo dello stallo AT.....	31
• SCADA	31

•	RTU della cabina di smistamento.....	32
6.	APPARECCHIATURE DI MISURA DELL'ENERGIA.....	32
•	AdM su consegna 150 kV.....	33
•	AdM a bocca di centrale	33
•	AdM su servizi ausiliari	34
7.	GESTIONE IMPIANTO.....	35

1. STRUTTURALI

- **Generalità**

La centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica in oggetto avrà le seguenti caratteristiche generali:

- Potenza nominale dei moduli fotovoltaici installati pari a circa 19,943 MW;
- Cabine elettriche di raccolta, conversione statica e trasformazione dell'energia elettrica interne alle aree di centrale, di cui N. 5 cabine di campo, N.1 cabine di raccolta, N.1 locale di servizio;
- N. 1 sottostazione elettrica AT/MT da collegare in antenna alla futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 kV di Terna S.p.A. nel Comune Banzi;
- Rete elettrica interna alle aree di centrale a 30 kV tra le cabine elettriche e da queste alla cabina di consegna;
- Rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica per il controllo dell'impianto fotovoltaico mediante trasmissione dati via modem o satellitare;

Rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (movimentazione tracker, controllo, illuminazione, ecc...).

2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

- **Moduli fotovoltaici**

I moduli ipotizzati per definire layout e producibilità dell'impianto, sono di marca Jinko Solar, JKM575M-7RL4-V, in silicio monocristallino, aventi ciascuno potenza nominale pari a 575 Wp. In caso di indisponibilità degli stessi sul mercato, o sulla base di altre valutazioni di convenienza tecnico-economica, si stabilisce fin da adesso la possibilità di sostituire i moduli con altri con simili per caratteristiche elettriche e meccaniche. Ciascun modulo fotovoltaico sarà dotato di diodi di by-pass, così da escludere la parte di modulo contenente una o più celle guaste/ombreggiate al fine di evitarne la contro alimentazione e conseguente danneggiamento (tali diodi saranno inclusi nella scatola di giunzione abbinata al modulo fotovoltaico stesso). Il collegamento tra i moduli di ogni stringa sarà realizzato, come indicato nella tavola di progetto.

Le caratteristiche del pannello sono:

www.jinkosolar.com



TR 78M

555-575 Watt

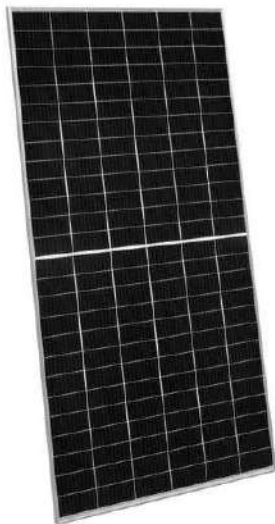
Mono-facial

Tiling-Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

(Draft)

TIGER Pro



KEY FEATURES

- TR technology + Half Cell**
 TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.49%)
- MBB instead of 5BB**
 MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.
- Higher lifetime Power Yield**
 2% first year degradation,
 0.55% linear degradation
- Best Warranty**
 12 year product warranty,
 25 year linear power warranty
- Strengthened Mechanical Support**
 5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

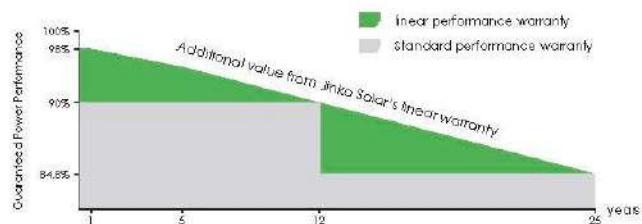


ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory

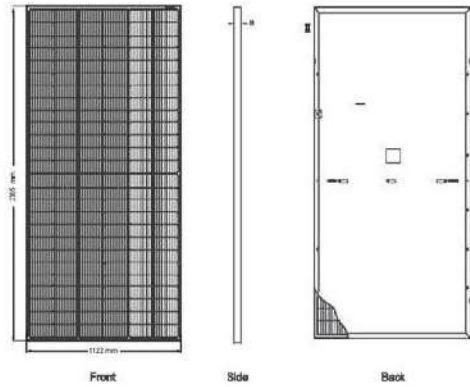
IEC61215, IEC61730 certified product

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

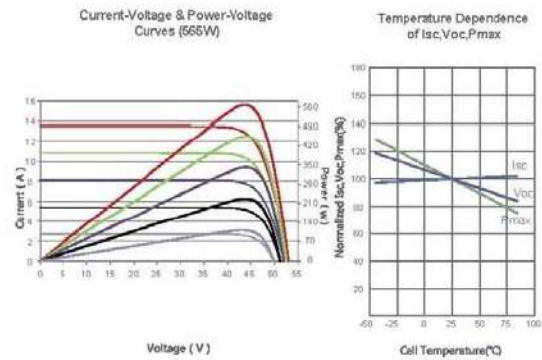
12 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty
 0.55% Annual Degradation Over 25 years



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2385x1122x35mm (93.90x44.17x1.38 inch)
Weight	30.3 kg (66.8 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31 pcs/pallets, 62 pcs/stack, 496 pcs/40' HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM555M-7RL4-V		JKM560M-7RL4-V		JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	555Wp	413Wp	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.19V	40.55V	44.31V	40.63V	44.43V	40.72V	44.55V	40.80V	44.67V	40.89V
Maximum Power Current (Imp)	12.56A	10.18A	12.64A	10.25A	12.72A	10.32A	12.80A	10.39A	12.88A	10.46A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.80V	49.84V	52.90V	49.93V	53.00V	50.03V	53.10V	50.12V	53.20V	50.21V
Short-circuit Current (Isc)	13.42A	10.84A	13.50A	10.90A	13.58A	10.97A	13.66A	11.03A	13.74A	11.10A
Module Efficiency STC (%)	20.74%		20.93%		21.11%		21.30%		21.49%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

* STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📱 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📱 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s
 * Power measurement tolerance: ± 3%

- **Convertitori di potenza**

Il layout di impianto è stato sviluppato, ipotizzando l'impiego di inverter centralizzati di 2750/4000/4600 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 2500-EV / SUNNY CENTRAL SC 4000 – UP / SUNNY CENTRAL SC 4600 – 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 i locali tecnici delle Cabine di Campo, contenenti:

- La protezione del trasformatore, il sezionamento e la messa a terra della linea MT;
- L'inverter Centralizzato da 2750 / 4000 / 4600 kW nominali;
- Il trasformatore MT/BT 30/0,690 kV, di potenza nominale 2750 / 4000 / 4600 kVA;
- 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 per la protezione del trasformatore 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.

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} [at 25°C / at 35°C / at 50°C]	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ [at 35°C / at 50°C]	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused) for PV		
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 kcmil, 2 x 400 mm ²		
Integrated zone monitoring	○		
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ [at 35°C / at 50°C]	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ [at 35°C / at 50°C]	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ = Max. output current $I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 720 V	655 V / 524 V to 721 V ⁹⁾
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Input-side disconnection point	DC load-break switch		
Output-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Groundfault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption [max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾]	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W < 370 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁷⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ¹⁾ 1000 m / 2000 m ¹²⁾ / 3000 m ¹²⁾	● / ○ / -	● / ○ / -	● / ○ / -
Fresh air consumption	6500 m ³ /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		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	EN55011:2017, IEC/EN 61000-6-2, FCC Part 15 Class A		
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional – not available			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable).
- 10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 11) Depending on the DC voltage
- 12) Available as a special version, earlier temperature-dependent derating and reduction of DC open-circuit voltage

*Verrà richiesto un numero di ingressi CC adeguato all'impianto

- 1) La potenza nominale CA si riduce in caso di una tensione nominale CA nella stessa relazione
- 2) Grado di rendimento misurato senza autoalimentazione
- 3) Grado di rendimento misurato con autoalimentazione
- 4) Autoconsumo in funzionamento nominale
- 5) Autoconsumo < 75% Pn a 25 °C
- 6) Autoconsumo mediato per 5% fino a 100% Pn a 25 °C
- 7) Livello di pressione acustica a una distanza di 10 m
- 8) Valori valgono solo per gli inverter. Il valore consentito per soluzioni MV di SMA sono riportate nelle schede tecniche relative.

- 9) Un rapporto min di cortocircuito < 2 richiede una autorizzazione separata di SMA
- 10) Dipende dalla tensione d'ingresso
- 11) Derating in temperatura anticipato e riduzione della tensione a vuoto CC
- 12) Potenza nominale CA a 35 °C raggiungibile fino a max. 1050 V_{CC}
- 13) Potenza nominale CA a 35 °C raggiungibile fino a max. 1000 V_{CC}
- 14) Potenza nominale CA a 35 °C raggiungibile fino a max. 1025 V_{CC}
- 15) Il valore indicato è ai capi dell'inverter. In relazione al calcolo di load flow specifico di impianto tale valore può essere modificato agendo sui parametri del plant controller.

Dati tecnici	Sunny Central 4400 UP	Sunny Central 4600 UP
Lato CC		
Range di tensione V _{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 962 a 1325 V / 1000 V	da 1003 a 1325 V / 1040 V
Tensione CC min. V _{CC, min} / Tensione d'avviamento V _{CC, start}	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Tensione CC max. V _{CC, max}	1500 V	1500 V
Corrente CC max. I _{CC, max}	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max. I _{CC, sc}	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettrice con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	o	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA		
Potenza nominale CA con cos φ = 1 (a 35 °C / a 50 °C)	4400 kVA ¹⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ¹⁾ / 4140 kVA
Potenza nominale CA con cos φ = 0,9 (configurazione standard A6B) (a 35 °C/a 50 °C) ¹⁾	3960 kW ¹⁾ / 3564 kW	4140 kW ¹⁾ / 3726 kW
Potenza attiva nominale CA con cos φ = 0,8 (a 35 °C / a 50 °C)	3520 kW ¹⁾ / 3168 kW	3680 kW ¹⁾ / 3312 kW
Corrente nominale CA I _{CA, nom} (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ¹⁾	660 V / 528 V a 759 V	690 V / 552 V a 759 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ¹⁾	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ¹⁾ ¹⁾	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo		
Efficienza max ²⁾ / efficienza europea ²⁾ / efficienza CEC ³⁾	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %	98,9 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o	
Monitoraggio dell'isolamento	o	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo [max. ⁴⁾ / carico parziale ⁵⁾ / medio ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento ⁴⁾	-25 a 60 °C / -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ⁷⁾	63,0 dB(A)*	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹⁾ / 3000 m ¹⁾	● / o / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capacitoria a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettrici, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	o (2,5 kVA)	
rispetta le norme e direttive	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie o Opzionale - Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4400 UP	SC 4600 UP

*Verrà richiesto un numero di ingressi CC adeguato all'impianto

SUNNY CENTRAL UP

Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP
Lato CC		
Range di tensione V_{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Tensione CC max. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC, max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max. $I_{CC, sc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettore con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per PV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	○	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA		
Potenza nominale CA con $\cos \phi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA ¹⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ¹⁾ / 3780 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \phi = 0,9$ (configurazione standard A6B) (a 35 °C/a 50 °C) ¹⁾	3600 kW ¹⁾ / 3240 kW	3780 kW ¹⁾ / 3402 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \phi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW ¹⁾ / 2880 kW	3360 kW ¹⁾ / 3024 kW
Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ¹⁾	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ⁹⁾	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ¹⁾	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo		
Efficienza max ²⁾ / efficienza efficienza ²⁾ / efficienza CEC ³⁾	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	○ / ○	
Monitoraggio dell'isolamento	○	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. ⁴⁾ / carico parziale ¹⁾ / medio ³⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento ⁶⁾	-25 a 60 °C / -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ⁷⁾	63,0 dB(A)*	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹⁾ / 3000 m ¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	○ (2,5 kVA)	
rispetta le norme e direttive	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 41 10, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetto direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP

*Verrà richiesto un numero di ingressi CC adeguato all'impianto

- **Trasformatore**

Il sistema di conversione prevede dei trasformatori affiancati agli inverter centralizzati inseriti nella cabine di sottocampo.

Il sistema di conversione, controllo, consegna, è sistemato in un locale protetto, che sarà collegato al trasformatore, posizionato all'interno del locale tecnico apposito (inverter/trafo) utilizzato per elevare il livello di tensione da 600V a 30kV.

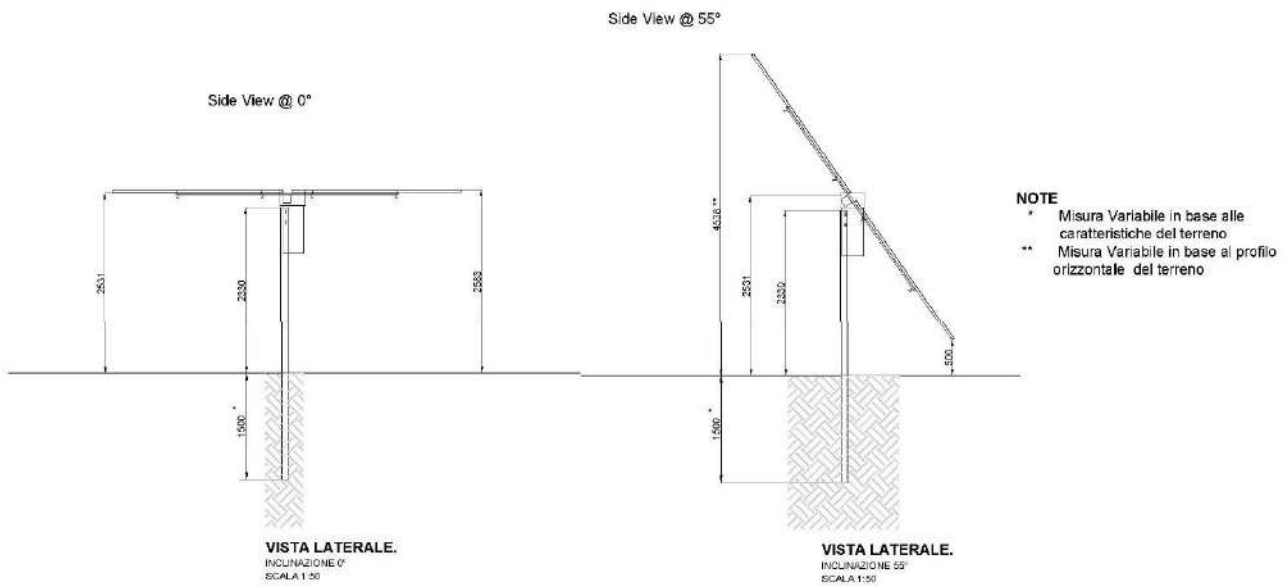
Trasformatore trifase immerso in olio minerale

Gruppo Vettoriale	Dyn11
Frequenza	50Hz
Tipo di raffreddamento	ONAN
Potenza nominale servizio continuativo	2750 / 4000 / 4600kVA a 25°C
Potenza nominale servizio continuativo	2100 / 3400 / 3940 kVA a 45°C
Massima potenza in AC	2750 / 4000 / 4600 kVA a 40°C
Tensione nominale	30/33 kV
Massima corrente ingresso nominale	4,6 / 6,7 / 6,7 kA
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

- **Struttura di support - tracker**

I moduli fotovoltaici saranno montati su strutture con inseguitore monoassiale dotati di una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione di fornitura della **Convert Italia s.p.a.**

Le strutture in oggetto saranno disposte secondo file parallele sul terreno; la distanza tra le file è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località.



Le stringhe del campo fotovoltaico saranno composte da n.26 moduli montati su strutture pronte ad ospitare da 1 a 3 stringhe.

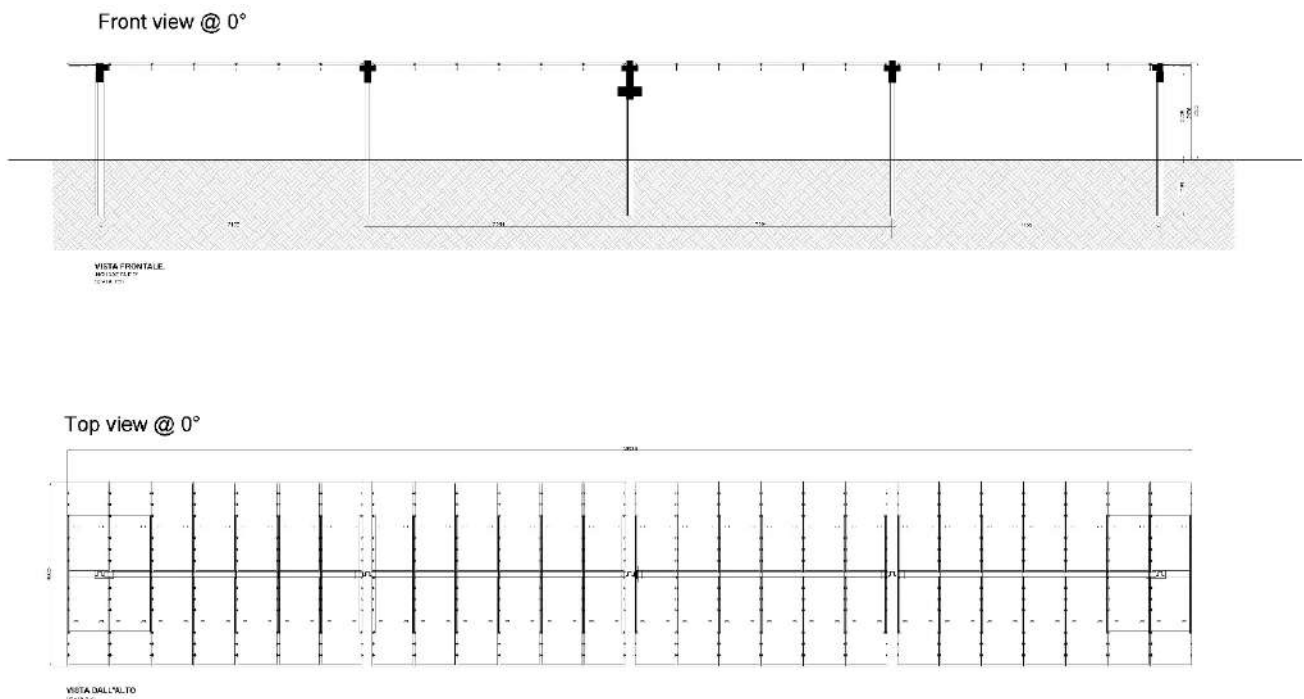


Figura 1 – Vista laterale e vista dall'alto del tracker 2P26 (doppia stringa)

- **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. 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 0° a $+55^\circ$ e analogamente una fase pomeridiana di backtrack da -55° a 0° . Il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli.

Durante la fase centrale "tracking diretto" da $+55^\circ$ a -55° , 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.

- **Cavi e quadri di campo**

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*.

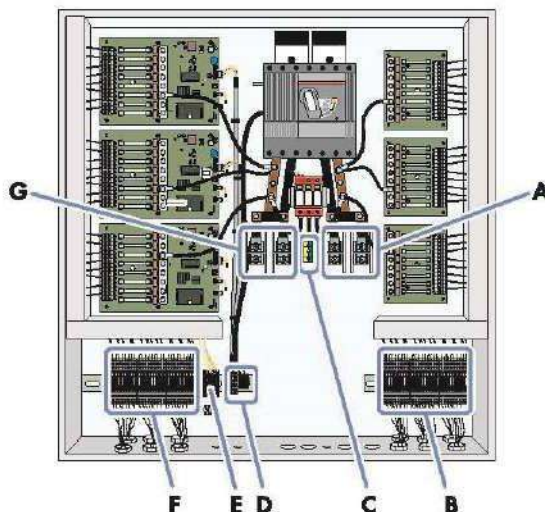


Figure 10: Terminals for connections

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

^{*} optional

Figura 2 – Schematizzazione del quadro di parallelo

L'insieme delle *stringhe* collegate in parallelo tramite appositi *QP* all'*inverter* 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 realizzato con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV di sezione 6 mm² per limitare le perdite nei cavi.

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

Le linee in uscita da ogni QP 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.

• **Quadro MT**

La connessione alla rete elettrica, di ogni sezione dell'impianto, è prevista tramite linea interrata, in entra-esce da ciascuna cabina di conversione con all'interno il trasformatore per innalza la tensione a 30 kV, fino alla cabina di raccolta, sita nel punto di accesso all'impianto, in prossimità della strada comunale, 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 raccolta 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.5 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 / 4600 kVA, per un totale di 20 MVA. Ciascuna cabina, realizzata in container attrezzati saranno collegati le varie linee in BT derivate dagli inverter di campo, che opereranno la trasformazione della potenza da continua, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in alternata.

- **Elettrodotto in cavo interrato a 30 kV**

All'interno dell'impianto fotovoltaico i collegamenti tra le varie cabine di campo e la cabina di raccolta, saranno realizzate in cavo interrato, con tensione di esercizio di 30kV. Ciascuna sezione di impianto, sarà collegata mediante cavidotto interrato ad una profondità superiore a 1,30 m, lungo la viabilità interna del campo, alla stazione di consegna. La linea deve trasferire una potenza nominale di 19.98815 MVA, trasformata dai trasformatori, con tensione di 30 kV ed una corrente di linea pari a circa 385 A, in condizioni ottimali di irraggiamento.

In cabina di raccolta, in cui giungeranno i cavidotti di collegamento delle cabine di campo, una volta sezionati e protetti in cabina di raccolta, 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 1,5 m e seguirà il tracciato riportato nella planimetria, per una lunghezza complessiva di circa 6.250 m.

La portata che tale cavo dovrà garantire, considerando i 19.98815 kVA di potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, sarà data di circa 385 A, per cui la sezione indicativa più adatta è quella di un doppio cavo in alluminio da 400 mm². 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 ha 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 elica avvolta ad isolamento solido estruso, con conduttori di alluminio della sezione nominale di 400 mm²; 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 ed ancora 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 385 A è garantita dalla specifica del cavo ARG7H1EX scelto, la cui massima di 543 A è relativa alla posa a trifoglio nelle condizioni di terreno peggiori.

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'ideale 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 o 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 ferro. 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 monitor 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	mescola di gomma ad alto moduli G7
Schermo metallico	filì di rame
Guaina esterna	elastomero estruso
Tensione nominale (U _o /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	95/ 185/ 240/ 300 /400

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.

3. SICUREZZA ELETTRICA

- **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:

$$I_b \leq \frac{I_n}{K} \leq \frac{I_{cz}}{S} \\ I_{cc} \leq I_{tOK} S$$

Dove:

I_b = corrente di impiego del cavo

I_n = corrente nominale

dell'interruttore I_{cz} = 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

- **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 complete delle parti attive, sia per la sezione in corrente continua che per quella in corrente alternata.

- **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_{Δn}.

U₀ tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt

Tab. I Tempi massimi di interruzione per sistemi TN

U₀(V)	Tempo di interruzione (s)
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.

4. 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 fotovoltaico di progetto da realizzare in località "Mass.Regina" del comune di Banzi (PZ) verrà allacciato in antenna a 150 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) di Smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea 150 kV "Genzano – Palazzo San Gervasio – Forenza Maschito" tramite cavidotto interrato.

Il parco fotovoltaico, mediante un cavidotto interrato della lunghezza di circa 10458 m uscente dalla cabina di impianto alla tensione di 30 kV, sarà collegato alla cabina di consegna 30-150 kV;

La stazione di utenza verrà realizzata in prossimità della stazione di Terna su una superficie di circa 1600 m² nel comune di Banzi e sarà costituita da una sezione a 150 kV con isolamento in aria.

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

- **Dispositivo di interfaccia e collegamento alla rete**

Il dispositivo di interfaccia (DI) determina la sconnessione dell'impianto di generazione incaso 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

PROTEZIONE
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

- **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.

- **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 5 campi avrà 5 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 di Generatore.

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.

- **Cabine elettriche**

L'impianto sarà costituito da numero 5 sezioni, suddivise in sottocampi da circa 2.75 / 4 / 4.6 MW. Ciascun sottocampo sarà costituito da n. 1 trasformatori della potenza di 2750 / 4000 / 4600 kVA. In figura 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.



MVPS-4000-SZ / MVPS-5000-SZ / MVPS-6000-SZ / MVPS-8000-SZ / MVPS-10000-SZ

Robust

- Station and all individual components type-tested
- UL listing
- Optimally suited to extreme ambient conditions

Easy to Use

- Plug and play concept
- Completely pre-assembled for easy setup and commissioning

Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 20-foot skid

Flexible

- One product for the whole world
- DC-Coupling Ready
- Numerous options

Tali cabine-box, contenute in container, saranno posizionati su apposite platee predispostenei 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.

5. STAZIONE UTENZA

La sottostazione (di cui si riportano planimetria e particolari elettromeccanici ed 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 150 kV e consegnata alla rete tramite un collegamento aereo a tensione 150 kV con uno stallo a 150 kV della futura stazione di smistamento a 150KV di Banzi. 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 150 kV nel rispetto delle specifiche Terna e delle norme CEI.

Il valore previsto, in base al quale verranno dimensionate tutte le apparecchiature e componenti AT, della corrente nominale di corto circuito trifase, per le diverse sezioni di impianto, è di 31,5 kA.

La durata nominale di corrente corto circuito trifase prevista è di 1 s.

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 linea di massima da:

- un raccordo AT in conduttori aeree isolate in aria per la connessione alla stazione AT tramite sbarre del condominio;
- 1 montante di trasformazione AT/MT;
- un edificio utente in cui sono ricavati: magazzino, locali MT, locale BT, magazzino, locale misure e locali servizi igienici.
- un edificio utente in cui sono ricavati :telecontrollo, locale MT, locale misure, locale utente.

• Montante AT

La sezione AT della sottostazione è composta da:

- arrivo linea AT, dove si attestano i conduttori aerei che collegano la sottostazione alla stazione AT/AAT,
- un sezionatore AT subito a valle dell'arrivo AT, che seziona le sbarre AT della sottostazione rispetto alla stazione AT/AAT,
- sistema di sbarre a 150 kV in tubo di lega di alluminio, predisposte per la connessione di altri

due montanti di proprietà della stessa società richiedente,

- n° 1 montante trasformatore-sbarre collegati dal lato AT sulle stesse sbarre e dal lato MT (30kV) ai terminali dei cavi a 30 kV provenienti dal quadro MT di raccolta.

Il lato AT del montante trasformatore-sbarre è costituito da:

- N. 1 terna di trasformatori di tensione capacitivi per esterno;
- N. 1 terna di trasformatori di tensione induttivi per esterno;
- n. 1 sezionatore di linea tripolare rotativo, con terna di lame di messa a terra, completo dicomando motorizzato;
- N. 1 interruttore tripolare per esterno in SF6;
- N. 1 terna di trasformatori di corrente unipolari isolati in gas SF6;
- N. 1 terna di scaricatori di sovratensione per esterno ad ossido di zinco;
- N. 1 trasformatore MT/AT isolato in olio minerale.

In linea generale, tutte le apparecchiature ed i componenti AT di stazione sono progettati per sopportare la tensione massima nominale a frequenza di rete a 150 kV, cui si collegano e devono essere conformi alla specifica tecnica Terna "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" del 30.10.2006 dove sono riportate le caratteristiche più in dettaglio. Le apparecchiature AT saranno posizionate in accordo con la norma CEI 99-2 e con le specifiche Terna, rispettando in particolare i seguenti requisiti:

- altezza minima da terra delle parti in tensione: 4500 mm
- distanza tra gli assi delle fasi delle apparecchiature: 2500 mm

Riguardo agli interblocchi, questi saranno definiti in fase esecutiva dal progettista insieme all'Appaltatore.

- **Interruttore tripolare in SF6**

L'interruttore deve essere conforme alle prescrizioni dei D.M. del 1.12.80 e del 10.9.81 relativi alla "Disciplina dei contenitori a pressione a gas con membrane miste di materiale isolante e di materiale metallico, contenenti parti attive di apparecchiature elettriche", e alle specifiche tecniche contenute nel documento "Requisiti e caratteristiche di riferimento delle stazioni elettriche della RTN" di Terna S.p.A..

- **Scaricatori di sovratensione**

Per il montante AT, la protezione dalle sovratensioni di origine atmosferico viene assicurata facendo ricorso a degli scaricatori ad ossido di zinco. Questi potranno essere composti da uno o più elementi collegati in serie, ciascuno di essi costituito da un involucro, contenete una o più colonne di resistori di ossido di zinco collegate in parallelo. I resistori ad ossido di zinco devono essere in grado di garantire i livelli di protezione richiesti, di assorbire l'energia associata alle diverse tipologie di sovratensioni e di sopportare la tensione di servizio continuo, in assenza di fenomeni di fuga termica per la vita stimata dell'apparecchio, anche in presenza di scariche parziali all'interno del dispositivo.

Gli scaricatori saranno provvisti di basi isolate e dispositivo contascariche su ciascuna fase.

- **Trasformatore AT/MT**

Per la trasformazione 30/150 kV si impiega un trasformatore trifase in olio minerale per installazione all'esterno, con raffreddamento naturale dell'aria e dell'olio (ONAN), con radiatori addossati al cassone, completo di serbatoio dell'olio per il funzionamento e di serbatoio dell'olio di riserva.

- **Conduttori, morse e collegamenti AT**

Le connessioni tra le varie apparecchiature AT a partire dal sezionatore di ingresso zona utentefino ai trasformatori di potenza dovranno essere realizzate con conduttori in lega di alluminio in tubo P - Al Mg Si UNI 3569-66.

Le giunzioni lungo il sistema di sbarre dovranno consentire le normali espansioni e contrazioni dei tubi, previste con il variare della temperatura; i morsetti destinati allo scopo non dovranno trasmettere, durante le oscillazioni dei tubi, alcun momento sugli isolatori portanti del sistema di sbarre.

La morsetteria utilizzata dovrà essere di tipo monometallico in lega di alluminio a profilo antieffluvio con serraggio a bulloni in acciaio inox. Nell'accoppiamento eventuale alluminio-rame si utilizzerà pasta antiossidante per impedire la corrosione galvanica tra i due metalli.

Gli isolatori utilizzati per le sbarre e per le colonne portanti dovranno essere realizzati in conformità alle Norme CEI 36-12 e CEI EN 60168 e costituiti da colonnini in porcellana di supporto sbarre AT costituiti da isolatori portanti per esterno a nucleo pieno per il sostegno delle sbarre e assemblati su sostegni tripolari.

- **Apparecchiature a MT**

La sezione a MT della sottostazione include il montante MT del trasformatore MT/AT in uscita al proprio quadro elettrico MT di sottostazione, così composto:

- quadro elettrico MT di stazione con arrivi linea, una partenza verso il trasformatore AT/MT di SSE, una a protezione del TV di sbarra;
- n. 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno, ad ossido di zinco, completi di dispositivo contascariche, attestati sulle sbarre a MT del trasformatore;
- n. 1 apparato per la connessione ai morsetti del trasformatore AT/MT, costituito da n. 3 sbarre in rame, sorrette mediante isolatori da un castelletto in acciaio zincato a caldo per la risalita cavi e la connessione alle suddette sbarre.

- **Rete di terra**

La rete di terra sarà realizzata all'interno del recinto della sottostazione mediante una maglia in corda di rame nuda. L'impianto di terra sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI 99-3 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 63-125 mm², interrati ad una profondità di almeno 0.7 m. Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione pari a 185 mm².

Sarà posata nello scavo degli elettrodotti una corda di terra in rame elettrolitico di sezione di 35/50/70 mm² per collegare l'impianto di terra della sottostazione con gli impianti di terra della centrale.

- **Illuminazione esterna ed impianto FM - RTN e cliente**

L'impianto di illuminazione esterno sarà realizzato con corpi illuminanti opportunamente distanziati dalle parti in tensione ed in posizione tale da non ostacolare la circolazione dei mezzi. I proiettori saranno del tipo con corpo di alluminio, a tenuta stagna, grado di protezione IP65, con lampade a led e verranno montati su pali in vetroresina di altezza adeguata, aventi alla base una cassetta di derivazione. Il valore medio di illuminamento minimo in prossimità delle apparecchiature AT sarà di 30 lux. Sarà inoltre previsto l'utilizzo di un interruttore crepuscolare per l'accensione/spegnimento automatico dei corpi illuminanti.

Dovrà essere installata l'illuminazione interna dei locali in modo tale che sia garantito all'interno un illuminamento medio di 100 lux con organi di comando indipendenti per singolilocali.

Tutte queste utenze saranno alimentate da una linea derivata dal quadro BT dei servizi ausiliari della sottostazione.

- **Protezione lato MT**

La sottostazione, come precedentemente descritto, sarà dotata di interruttori automatici MT, sezionatori di terra, lampade di presenza rete ad accoppiamento capacitivo, trasformatori di misura. Gli interruttori MT (con azionamento motorizzato) forniranno tramite relè indiretto la protezione dai corto circuiti, dai sovraccarichi, dai guasti a terra.

Sarà presente anche un trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari di sottostazione.

- **Protezione di interfaccia**

Tale protezione ha lo scopo di separare i gruppi di generazione a MT dalla rete di trasmissione ad alta tensione in caso di malfunzionamento della rete.

Sarà realizzata tramite rilevatori di minima e massima tensione, minima e massima frequenza, minima tensione omopolare. La protezione agirà sugli interruttori delle linee in partenza verso le zone della centrale fotovoltaica.

- **Protezione del trasformatore MT/AT**

La protezione di macchina è costituita da due interruttori automatici, uno sul lato MT, l'altro sul lato AT, corredati di relativi sezionatori e sezionatori di terra, lampade di presenza tensione ad accoppiamento capacitivo, scaricatori di sovratensione, trasformatori di misura e di rilevazione guasti. Sarà così realizzata sia la protezione dai corto circuiti e dai sovraccarichi che la protezione differenziale.

- **SISTEMA DI PROTEZIONE E CONTROLLO SCADA**

Il sistema di protezione e controllo deve assicurare affidabilità e continuità di esercizio, contribuendo alla massimizzazione della produzione della centrale fotovoltaica.

Il sistema svolge principalmente i seguenti compiti:

- garantisce protezione contro guasti elettrici;
- supporta l'esercizio locale e da remoto;
- acquisisce dati utili per l'esercizio, la manutenzione, le analisi e l'ottimizzazione.

La comunicazione avviene attraverso una rete Ethernet con velocità di trasferimento fino a 100 MB/s. Il protocollo impiegato, specificatamente sviluppato per applicazioni di controllo di reti e stazioni elettriche, deve essere conforme alla norma internazionale EN60870-5-104.

- **RTU della sottostazione**

Tale sistema deve rispondere alle specifiche Terna Spa contenute nel documento DRRTX04092 Rev. 02.

Le caratteristiche degli apparati periferici RTU devono essere tali da rispondere ai requisiti di affidabilità e disponibilità richiesti e possono variare in funzione della rilevanza dell'impianto:

- L'apparato RTU dovrà essere equipaggiato con CPU ridondate;
- Considerando che il Committente deve potere connettere l'apparato RTU anche ai propri sistemi, il firmware in esso installato dovrà poter gestire le connessioni multiple (multisessione IEC104) : quelle del Committente e quelle dedicate ai sistemi Terna, con separazione logica dei dati e dei relativi identificatori IEC 60870-5-104.
- Se l'apparato RTU è predisposto per gestire il riconoscimento del centro chiamante (master IEC104) attraverso l'indirizzo IP dello stesso, si richiede che ogni sessione dovrà poter gestire almeno 4 indirizzi IP da utilizzare alternativamente in funzione del centro Terna chiamante.

La RTU dovrà svolgere i seguenti compiti:

- Interrogazione delle protezioni della sottostazione, e della cabina di smistamento per l'acquisizione di segnali e misure attraverso le linee di comunicazione;
- Comando della sezione AT e MT della sottostazione e della cabina di smistamento;
- Acquisizione di segnali generali di tutta la rete elettrica;
- Trasmettere a Terna S.p.A. i dati richiesti dal Regolamento di Esercizio, secondo i

criteri e le specifiche dei documenti Terna DRRTX04092 e DRRTX02034. La fornitura dei collegamenti fisici CDN e Frame relay è di competenza del Committente.

L'unità dovrà consentire di sviluppare logiche di interblocco e di automazione, per soddisfare le esigenze di sicurezza operativa e di risposta automatica ad eventi di impianto. Si evidenzia, il raggiungimento di condizioni certe in seguito a black-out della rete AT, il ripristino della connessione ed ogni altra automazione che sarà prevista e regolata nel Regolamento di esercizio.

La connessione con le protezioni a MT dovrà avvenire su linee seriali ottiche, passando per un concentratore ottico. Si utilizzerà, pertanto, un canale trasmissivo ottico della rete a fibra ottica che collega la sottostazione con la cabina di smistamento.

La RTU sarà comandabile in locale dalla sottostazione tramite un quadro sinottico che riporterà lo stato degli organi di manovra di tutta la rete MT e AT, i comandi, gli allarmi, le misure delle grandezze elettriche.

- **Unità di controllo dello stallo AT**

Lo stallo AT dovrà essere gestito e protetto da un'unico componente dotato di doppia CPU in grado di assicurare sia le funzioni protezione elettrica che quelle di controllo dello stato AT, assicurando la sopravvivenza di una delle due funzioni in caso di guasto hardware.

L'apparato dovrà essere dotato di display grafico per la rappresentazione della posizione degli organi di stallo ed il comando locale, subordinatamente alle opportune abilitazioni. Tra le informazioni gestite si evidenziano le posizioni degli organi AT dello stallo, i relativi comandi ed allarmi, gli allarmi del trasformatore, gli allarmi del Variatore Sotto carico, le misure delle grandezze elettriche.

- **SCADA**

Lo SCADA deve essere modulare e configurabile secondo le necessità e configurazione basatasu PC locale con WebServer per l'accesso remoto.

La struttura delle pagine video del sistema SCADA deve includere:

- Schema generale di impianto;
- Pagina allarmi con finestra di pre-view;
- Schemi dettagliati di stallo.

Lo SCADA dovrà acquisire, gestire e archiviare ogni informazione significativa per l'esercizio e

la manutenzione, nonché i tracciati oscillografici generati dalle protezioni.

- **RTU della cabina di smistamento**

Il controllo della cabina di smistamento sarà realizzato con una RTU installata in cabina che comunicherà con la RTU di sottostazione tramite collegamento in fibra ottica su rete Ethernet TCP/IP con protocollo EN60870-5-104. La RTU sarà in grado di acquisire misure e stati logici dei dispositivi di comando e RGDA ed effettuare il comando da remoto. La RTU dovrà essere in grado di sviluppare logiche di interblocco e di automazione.

6. APPARECCHIATURE DI MISURA DELL'ENERGIA

- **Specifiche generali**

L'apparecchiatura di misura (AdM) è costituita da:

- un complesso di misura, composto da:
 - trasformatori di tensione induttivi;
 - trasformatori di corrente;
 - armadi
 - cablaggi, collegamenti e vie cavi
 - morsettiere
 - contatore
- un dispositivo di comunicazione.

A seconda del tipo, della tensione nominale e della funzione dell'apparecchiatura di misura potranno essere assenti alcuni elementi:

AdM solo UTF: non è presente il dispositivo di comunicazione;

Tutti i punti di misura previsti sono fiscali e quindi sottoposti al controllo e suggellamento dell'ex Ufficio Tecnico di Finanza (UTF), ora Agenzia delle Dogane.

Per la realizzazione e la prova delle apparecchiature di misura dovranno essere rispettate tutte le normative e circolari dell'UTF, nonché le specifiche tecniche Terna INSPX3, INSPX7 e INSPX9 per la misurazione sulla consegna a 150 kV.

A tali documenti tecnici si rimanda per le specifiche delle vie cavi, dei collegamenti, degli armadi di smistamento, di misura, per i carichi zavorra, i dispositivi di protezione, la messa a terra dei riduttori e degli schermi dei cavi, ecc..

- **AdM su consegna 150 kV**

L'AdM sarà ad utilizzo, oltre che del Committente anche di Terna SpA e dall'UTF.

Il contatore, conforme a quanto previsto dal par. 13 della specifica Terna INSPX3, sarà statico multifunzione GSE teleleggibile, completo di modem PSTN, avente le seguenti caratteristiche generali:

- misura dell'energia attiva in due direzioni e reattiva in quattro quadranti;
- classe di precisione energia attiva 0,2s e reattiva 0,5s;
- periodo di integrazione programmabile per intervalli fino a 15 minuti, programmato per periodi di integrazione di 15 minuti con termine di ciascun periodo coincidente con 00, 15, 30, 45, di ogni ora.
- accessibilità ed integrazione con il SAPR Terna;

Sarà previsto un armadio di smistamento sigillabile direttamente sotto lo stallo AT, contenente un interruttore tetrapolare automatico per la protezione del TV e le morsettiere del TV e del TA e un armadio di misura all'interno del locale misure contenente la morsettiera sigillabile antisfilamento, il contatore e il dispositivo di comunicazione.

La cavetteria dei circuiti di misura sarà realizzata con cavo schermato e protetto, lungo tutto il percorso, con tubo flessibile in acciaio zincato rivestito esternamente con guaina in PVC.

Ogni tubo dovrà avere alle estremità opportuni raccordi filettati atti ad impedire lo sfilamento dal contenitore a cui è connesso. All'interno del locale misure i tubi devono essere fissati a vista sulle pareti.

- **AdM a bocca di centrale**

Nella cabina di smistamento dovrà essere predisposto, un apparecchiatura di misura al solo fine UTF per la linea in partenza verso la sottostazione.

Lo schema di inserzione è quello Aron con l'utilizzo di 2 TA e 2 TV.

Il contatore sarà statico multifunzione, avente le seguenti caratteristiche generali:

- misura dell'energia attiva in due direzioni;
- classe di precisione energia attiva 0,5s;
- periodo di integrazione programmabile per intervalli fino a 15 minuti, programmato per periodi di integrazione di 15 minuti con termine di ciascun periodo coincidente con 00, 15, 30, 45, di ogni ora.

All'interno della cabina di smistamento sarà ubicato l'armadio di misura che ospiterà i

contatori e le morsettiere sigillabili. Non è previsto l'utilizzo di un armadio di smistamento.

- **AdM su servizi ausiliari**

E' prevista l'installazione di contatori del Gestore locale in corrispondenza delle forniture BT richieste per le varie ubicazioni dei servizi ausiliari: sottostazione, cabina di sezionamento, cabina di smistamento e uffici.

7. 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;*
- *Lecture dell'energia attiva e reattiva prodotte.*

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