

ERG Solar Holding S.r.l.

Via De Marini 1 – 16149 Genova - Italy

Realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale DC pari a 60,58 MWp, da realizzarsi nel comune di Poggio Imperiale (FG) in località Zancardi e delle relative opere di connessione anche nel comune di Apricena (FG).



Tecnico

ing. Danilo POMPONIO

Via Degli Arredatori, 8
70026 Modugno (BA) - Italy
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato
UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
UNI ISO 45001:2018

Collaborazioni

ing. Milena MIGLIONICO
ing. Giulia CARELLA
ing. Valentina SAMMARTINO
ing. Alessia NASCENTE
ing. Roberta ALBANESE
ing. Tommaso MANCINI
ing. Fabio MASTROSERIO
ing. Martino LAPENNA
Per.ind. Lamberto FANELLI
ing. Carlo TEDESCO

Responsabile Commessa

ing. Danilo POMPONIO

ELABORATO		TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA	
C02		DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI	22150	D	
			CODICE ELABORATO		
			DC22150D-C02		
REVISIONE	00	Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA	
			-	-	
			NOME FILE	PAGINE	
			DC22150D-C02.doc	25 + copertina	
REV	DATA	MODIFICA	Elaborato	Controllato	Approvato
00	31/03/23	Emissione	Carella Mastroserio	Miglionico Mancini	Pomponio
01					
02					
03					
04					
05					
06					

INDICE

1. OGGETTO	2
2. DATI DI PROGETTO	5
3. CARATTERISTICHE GENERALI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA	6
3.1.1 Moduli fotovoltaici	7
3.1.2 Gruppo di conversione CC/CA (Inverter).....	9
3.1.3 Layout impianto	11
4. OPERE CIVILI	12
4.1 Caratteristiche generali.....	12
4.2 Recinzione perimetrale	12
4.3 Piazzale, strade di accesso e viabilità di servizio.....	12
4.4 Cavidotti	13
4.5 Prefabbricati per cabina di controllo e magazzino	14
5. IMPIANTO COLTURALE.....	15
6. OPERE DI ELETTRIFICAZIONE.....	17
6.1 Elettrodotti MT	17
6.1.1 Cavi.....	17
6.1.2 Temperatura di posa.....	18
6.1.3 Segnalazione della presenza dei cavi	18
6.1.4 Prova di isolamento.....	18
6.1.5 Giunzioni e terminazioni MT	19
6.1.6 Tubazioni	19
6.2 Cabine di Conversione e Trasformazione	19
7. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE E IMPIANTO DI CONSEGNA	20
7.1 Sottostazione elettrica di trasformazione AT/MT.....	20
7.1.1 Locale celle MT di arrivo	20
7.1.2 Montante AT	20
7.1.3 Impianto di terra.....	21
7.1.4 RTU della sottostazione e dell'impianto AT di consegna.....	21
7.1.5 SCADA.....	22
8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	23
8.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto	23
8.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.....	23
8.3 Protezione dalle fulminazioni	23
8.4 Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto.....	24
8.5 Impianto di messa a terra	24



1. OGGETTO

Il presente disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici è relativo al progetto di un impianto agrivoltaico di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica e produzioni agricole, della potenza in DC di 60,58 MWp da realizzarsi nel comune di Poggio Imperiale (FG), in località "Zancardi", e delle relative opere di connessione anche nel comune di Apricena (FG).

Il progetto di cui al capoverso precedente prevede:

- la realizzazione dell'impianto agrivoltaico;
- la realizzazione del cavidotto MT di connessione tra l'impianto e la sottostazione elettrica di trasformazione;
- la realizzazione della sottostazione elettrica AT/MT di trasformazione e consegna dell'energia prodotta.

Come prescritto nel Preventivo di Connessione rilasciato da Terna con codice pratica 202203687, l'impianto agrivoltaico sarà collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Apricena – S. Severo".

Il progetto prevede di integrare la generazione elettrica da pannelli fotovoltaici con la tecnologia "agrivoltaica". L'idea è quella di garantire il rispetto del contesto paesaggistico-ambientale e la possibilità di continuare a svolgere attività agricole proprie dell'area con la convinzione che la presenza di un impianto solare su un terreno agricolo non significa per forza riduzione dell'attività agraria. Si può quindi ritenere di fatto un impianto a doppia produzione: al livello superiore avverrà produzione di energia, al livello inferiore, sul terreno fertile, la produzione di colture avvicendate secondo le logiche di un'agricoltura tradizionale e attenta alla salvaguardia del suolo.

Il suolo sul quale sarà realizzato l'impianto agrivoltaico ricade nei fogli 1:25.000 delle cartografie dell'Istituto Geografico Militare (IGM serie 25v) Tavole n. 155 II-NO "Coppa di Rose", e n. 155 II-NE "Apricena"; è catastalmente individuato alle particelle 90, 91, 92, 93, 103, 108, 107, 218, 229, 172, 7, 9, 228, 226, 19, 54, 100, 99 del foglio 9; particelle 82, 377, 81, 359, 356, 380, 366, 212, 209, 206, 257, 224, 74, 236, 246, 46, 39, 311, 186, 232, 227, 238, 364, 89, 122, 272, 307, 370, 139, 138, 368, 16, 107, 99 del foglio 10; tutte del Comune di Poggio Imperiale (FG). È ubicato a sud-ovest del centro abitato, a circa 1,25 km da esso, ed è compreso tra la Strada Statale 16 e l'Autostrada A14 BO/TA.

Globalmente l'impianto agrivoltaico ricopre una superficie di circa 194,95 ha suddivise in quattro aree.

Il cavidotto di collegamento tra l'impianto agrivoltaico e la sottostazione elettrica si estenderà, per circa 8 km, nei territori di Poggio Imperiale e Apricena (FG).

L'elettrodotto percorrerà completamente la viabilità esistente, in parte pubblica, in parte privata.

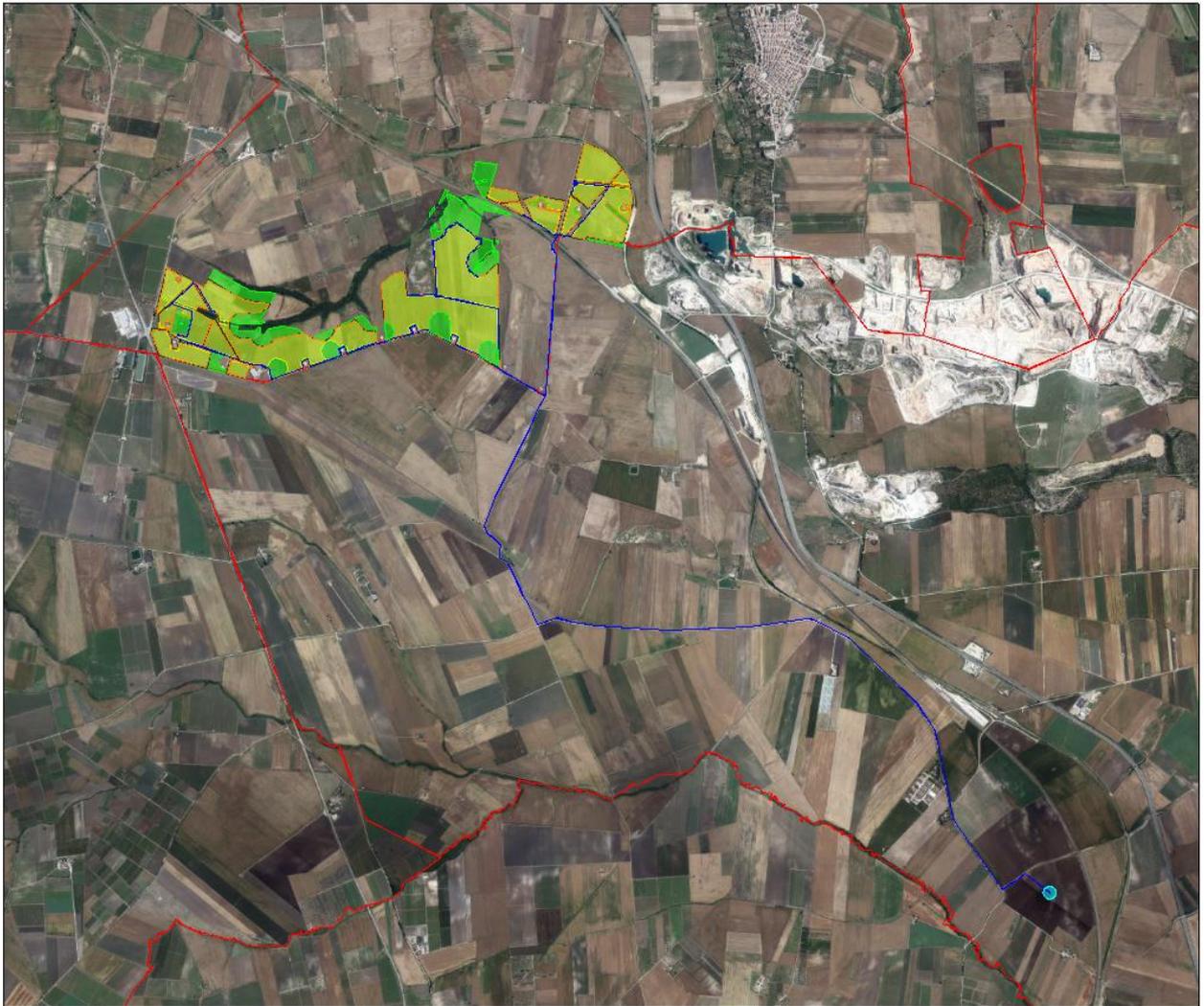


Figura 1: Inquadramento su ortofoto dell'impianto agrivoltaico e delle opere di connessione



Figura 2: Dettaglio su ortofoto delle aree costituenti l'impianto agrivoltaico



2. DATI DI PROGETTO

PERSONA FISICA/GIURIDICA	
Richiedente	ERG Solar Holding S.r.l.
SITO	
Ubicazione	Poggio Imperiale, Loc. Zancardi
Uso	Terreno agricolo – Seminativo
Dati catastali	Poggio Imperiale: Fogli di mappa 9 e 10
Disponibilità di superficie per moduli	circa 151,03 ettari
Inclinazione superficie	Orizzontale
Fenomeni di ombreggiamento	Assenza di ombreggiamenti rilevanti
Dati relativi al vento	Circolare 4/7/1996
Carico neve	Circolare 4/7/1996
Condizioni ambientali speciali	NO
DATI TECNICI	
Potenza nominale dell'impianto	60,5814 MWp
Range di tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione	<1500 V
Tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di conversione	<1000 V
Tipo di intervento richiesto: Nuovo impianto Trasformazione Ampliamento	SI NO NO
Dati del collegamento elettrico Descrizione della rete di collegamento Tensione nominale (Un) Vincoli della Società RTN	MT con collegamento in AT tramite Sottostazione utente 30/150 kV Trasporto 30.000 V Codice di rete Terna
Misura dell'energia	Contatore in AT nel punto di consegna per misure UTF e Terna Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione (eventualmente anche sulla BT)
Punto di Consegna	Nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 150 kV "Apricena-S.Severo"

3. CARATTERISTICHE GENERALI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA

La superficie occupata dall'impianto si svilupperà su aree distinte, di diverse dimensioni.

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

- potenza installata lato DC: 60,58 MWp;
- potenza dei singoli moduli: 670 Wp;
- n. 19 cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica (PCU);
- n. 1 cabina di controllo (CC);
- n. 1 magazzino (MAG);
- rete elettrica interna a 1500 V tra i moduli fotovoltaici, e tra questi e le cabine di conversione e trasformazione;
- rete elettrica interna a 30 kV ed esterna di connessione tra l'impianto fotovoltaico e la sottostazione elettrica AT/MT d'utenza;
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale;
- rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto fotovoltaico;
- n. 1 sottostazione elettrica AT/MT da collegare in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Apricena – S. Severo";

3.1.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici che saranno installati, in stringhe da 30 moduli, avranno una potenza di picco di 670 Wp ciascuno e caratteristiche simili a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:

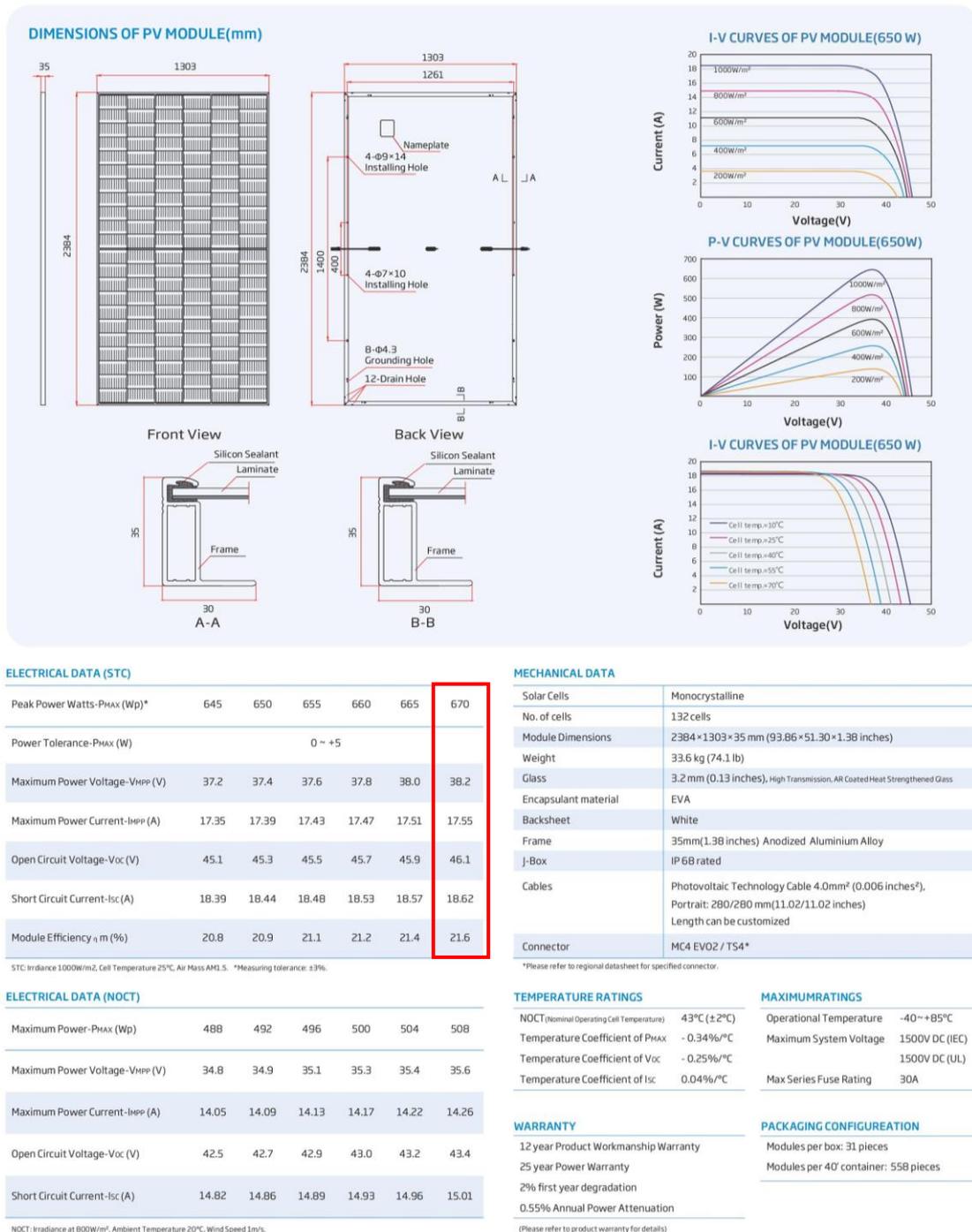


Figura 3: Scheda tecnica modulo fotovoltaico

Come riportato nell'allegato 1 del Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 tutti i componenti dell'impianto, oltre ad essere provati e verificati in laboratori accreditati in conformità alle norme UNI CEI EN ISO/IEC 17025, devono osservare le seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0.85 P_{nom} \cdot \frac{I}{I_{stc}}$$

$$P_{ca} > 0.9 P_{cc}$$

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

Dove:

P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$;

P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = Irraggiamento in W / m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;

I_{stc} = $1000 W / m^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

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

In particolare verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezioni adeguate a ridurre le perdite sul lato in corrente continua.

In generale verranno esaminate con i fornitori dei componenti tutte le caratteristiche dei componenti stessi che hanno impatto con il rendimento del sistema, verranno individuati tutti gli accorgimenti volti a migliorarlo e verranno adottate le misure conseguenti.

Va considerato poi un decremento nel tempo dell'efficienza dei moduli dovuta al degrado dei componenti o all'insorgere di problemi di laminazione; sulla base di risultati sperimentali ottenuti da enti europei di ricerca (JRC di Ispra, LEEE-TiSo) si è valutata una perdita della producibilità massima del 10% al ventesimo anno di vita dell'impianto ed una perdita media del 5% nell'arco dei 20 anni di vita dell'impianto, con un'equivalente riduzione dell'energia prodotta.

A seguito delle verifiche di compatibilità inverter-stringa si è individuato un numero di moduli per stringa pari a 30.

Le verifiche effettuate al fine di coordinare inverter e stringa fotovoltaica sono le seguenti:

- La massima tensione a vuoto del generatore PV, corrispondente alla minima tensione ipotizzabile, non deve superare la massima tensione di ingresso tollerata dall'inverter;
- La minima tensione MPP del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli ($70\text{ }^\circ\text{C}$) con un irraggiamento di 1000 W/m^2 , non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'inverter;

- La massima tensione MPP del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura di installazione dei moduli (-8°C) con un irraggiamento di 1000 W/m^2 , non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPP dell'inverter;
- La massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento MPP non superi la massima corrente di ingresso tollerata dall'inverter.

3.1.2 Gruppo di conversione CC/CA (Inverter)

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema, saranno selezionati inverter trifase aventi potenza nominale in c.a. pari a 2933 kW (a $\cos\phi$ 1). A tal proposito, si fa presente che l'inverter verrà scelto in funzione delle tecnologie disponibili sul mercato europeo al momento della costruzione, e quindi, poiché la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione, tali tecnologie potrebbero cambiare; pertanto gli inverter che verranno presi in considerazione saranno ovviamente quelli di ultima generazione.

Dall'analisi effettuata risultano richieste le seguenti caratteristiche principali:

- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati (interfaccia seriale RS485).

L'inverter sarà certificato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica.

Technical data*	SC 2930 UP-US	SC 3060 UP-US
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 35 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1100 V	1003 to 1325 V / 1100 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	
Max. input current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	6400 A	
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 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 PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available DC-DC converter fuse size (per input)	750 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2933 kVA / 2640 kVA	3067 kVA / 2760 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2346 kW / 2112 kW	2454 kW / 2208 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	2566 A / 2309 A	
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{1) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 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	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection	NEMA 3R	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁷⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F 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 ⁸⁾ 1000 m / 2000 m	● / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
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	UL 62109-1, UL 1741 (Chapter 31, CDR 61), UL 1741-SA, UL 1998 IEEE 1547, MIL-STD-810G	
EMC standards	FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional * preliminary		
<p>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 25 °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) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA 10) Depending on the DC voltage</p>		

Figura 4: Scheda tecnica convertitore

3.1.3 *Layout impianto*

La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà del tipo ad inseguitore solare monoassiale, ossia con pannelli fotovoltaici posizionati su strutture a tracker infissi nel terreno. Attraverso idonee linee i moduli fotovoltaici si congiungeranno agli string box, distribuiti all'interno del campo agrivoltaico, e da questi agli inverter centralizzati presenti nelle cabine di conversione e trasformazione in soluzione di power skid.

Per la realizzazione delle strutture di supporto non saranno necessarie opere in calcestruzzo, il che faciliterà enormemente la dismissione dell'impianto a fine vita e diminuirà drasticamente le modificazioni subite dal suolo; inoltre tutte le strutture potranno essere riciclate, successivamente alla loro dismissione, sul mercato del ferro.

L'area a disposizione per l'installazione dell'impianto permette l'installazione dei pannelli fotovoltaici realizzando un layout del generatore fotovoltaico che eviti l'ombreggiamento dei moduli tra file parallele e da parte di ostacoli perimetrici. La superficie disponibile e la struttura portamoduli permette di orientare i pannelli est-ovest, condizione che massimizza l'energia producibile.

4. OPERE CIVILI

4.1 Caratteristiche generali

Tutti i materiali dovranno possedere la marcatura CE, dove applicabile.

Le strutture non avranno bisogno di opere in calcestruzzo per le fondazioni, a meno che in fase esecutiva si rendesse necessario per porzioni di aree. I pali delle strutture saranno direttamente infissi nel terreno.

Saranno necessarie opere di fondazione nell'area della sottostazione elettrica di trasformazione AT/MT per la posa in opera dei fabbricati dei locali tecnici e per le fondazioni delle apparecchiature elettromeccaniche, nonché per la posa delle cabine elettriche di campo al fine di regolarizzare il piano di posa delle stesse.

Il piano di imposta delle strutture di fondazione sarà regolarizzato e bonificato preliminarmente mediante uno strato di calcestruzzo magro, spesso almeno 15 cm, di resistenza caratteristica non inferiore a R_{ck} 15 N/mm². Per le strutture di fondazione si userà calcestruzzo di resistenza caratteristica non inferiore a R_{ck} 30 N/mm².

4.2 Recinzione perimetrale

Le varie aree di centrale saranno dotate di recinzione in rete metallica galvanizzata e da un cancello carrabile. La rete metallica come recinzione è stata scelta al fine di ridurre gli impatti; inoltre sarà posta, lungo l'intero perimetro delle aree, una fascia di mitigazione. La posa in opera della recinzione a maglia rettangolare sarà a pali infissi direttamente nel terreno in modo da ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente circostante ed evitare l'utilizzo di calcestruzzo, tranne nel caso in cui la geologia del terreno non permetta l'infissione dei pali.

Il cancello d'ingresso sarà realizzato in acciaio zincato, sorretto da pilastri in scatolare metallico. Le dimensioni saranno tali da permettere un agevole ingresso dei mezzi pesanti impiegati in fase di realizzazione e manutenzione. In fase esecutiva sarà considerata la possibilità di dotare il cancello di azionamento elettrico.

4.3 Piazzale, strade di accesso e viabilità di servizio

La circolazione all'interno alla centrale fotovoltaica sarà garantita dalla presenza di una apposita viabilità, di larghezza pari a 5 m, da realizzarsi lungo il perimetro e all'interno delle stesse aree, solo dove strettamente necessario a raggiungere le cabine.

Per l'esecuzione dei nuovi tratti di viabilità interna sarà effettuato uno sbancamento di 40 cm, ed il successivo riempimento con un pacchetto stradale così formato:

- un primo strato, di spessore pari a 20 cm, realizzato con massicciata di pietrame di pezzatura variabile tra 4 e 7 cm;
- un secondo strato, di spessore pari a 15 cm, realizzato con pietrisco di pezzatura variabile tra 2,5 e 3 cm;
- un terzo strato, di livellamento, di spessore pari a 5 cm realizzato con stabilizzato.

La particolare ubicazione della centrale fotovoltaica adiacente strade statali e provinciali, permetterà un facile trasporto in sito dei materiali per la costruzione e realizzazione della stessa.

4.4 Cavidotti

Per la realizzazione dei cavidotti, saranno eseguiti scavi di profondità variabile tra 75 e 130 cm (cfr. DW22150D-P09), e di larghezza variabile in funzione dei cavidotti da porre in opera. Si procederà quindi con:

- scavo a sezione ristretta;
- posizionamento allettamenti in sabbia di cava lavata;
- pose dei cavi BT in corrugato interrato;
- posa dei cavi MT a trifoglio, e tritubo per i cavi di segnale;
- riempimento con sabbia di cava lavata;
- posa di uno o più nastri segnalatori;
- rinterro con materiale arido proveniente dagli scavi, opportunamente vagliato se necessario, preventivamente approvato dalla D.L.;
- eventuale ripristino della pavimentazione stradale nel caso di attraversamenti di strade asfaltate e brecciate.

I cavi MT saranno direttamente interrati tranne nei casi in cui sia necessaria una maggiore protezione meccanica, realizzata con tubazioni in PVC o PEAD. I cavi BT saranno, invece, installati entro tubi in PVC. Le eventuali tubazioni saranno a loro volta rinfiancate con sabbia (o terra vagliata) e lo scavo sarà riempito con materiale di risulta. Il cavo direttamente interrato garantisce una maggiore portata a parità di sezione rispetto al caso di cavo in tubo.

4.5 Prefabbricati per cabina di controllo e magazzino

I manufatti saranno costituiti da struttura monolitica autoportante completamente realizzata e rifinita nello Stabilimento di produzione del Costruttore. La struttura sarà conforme alle norme CEI ed alla legislazione in materia.

L'armatura interna del fabbricato dovrà essere totalmente collegata elettricamente per creare una gabbia di Faraday a protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica ed a limitazione delle tensioni di passo e contatto.

L'elemento scatolare tipico, risulterà formato da:

- n. 4 pareti verticali esterne;
- n. 1 soletta di copertura smontabile;
- n. 1 pavimento interno realizzato in ripresa di getto, solidale alle pareti stesse
- eventuali pannelli divisorii interni;
- basamento di fondazione di tipo prefabbricato a vasca, che fuoriesce dal p.c. di circa 10 cm (per la cabina di controllo);
- piastra di fondazione in c.a. (per il magazzino).

Le caratteristiche delle cabine sono tali da garantire:

- grado di sismicità $S = 12$;
- grado di protezione $IP = 33$ (Norme CEI 70-1).

Le pareti esterne dovranno essere prive di giunzioni e trattate con rivestimento che garantisca il perfetto ancoraggio sul manufatto, l'impermeabilizzazione, l'inalterabilità del colore e la stabilità agli sbalzi di temperatura.

Gli ingressi dei cavi dovranno essere tamponati in modo da impedire l'ingresso dell'acqua e di animali. Nei cunicoli, la sistemazione dei cavi entranti nei quadri deve garantire il raggio minimo di curvatura.

Le normali condizioni di funzionamento delle apparecchiature installate, sono garantite da un sistema di ventilazione naturale ottenuto con griglie di aerazione. Le griglie del fabbricato dovranno essere secondo l'unificazione Enel e i disegni progettuali e dovranno essere provviste di rete antinsetto.

5. IMPIANTO COLTURALE

L'impianto colturale prevede l'utilizzazione della superficie impiantistica disponibile non interessata dalle strutture elettriche, con colture agrarie.

La superficie agricola si distinguerà tra quella interna alla recinzione e quella esterna ad essa.

La superficie interna alla recinzione sarà interessata dalla coltivazione di ortive, mentre la superficie esterna sarà utilizzata in parte per la realizzazione di una fascia di mitigazione perimetrale olivetata, e per la restante parte per la coltivazione di grano, come avviene già attualmente, ma con una varietà di maggior pregio.

Negli spazi liberi internamente alla recinzione, tra i filari dei pannelli e nelle aree disponibili, è prevista una rotazione quadriennale di colture ortive.

Con il termine di rotazione colturale, si intende una successione di colture diverse tra di loro sullo stesso appezzamento, la quale prevede il ritorno dopo un certo numero di anni della coltura iniziale (cioè quella che ha aperto la rotazione). La superficie totale sarà suddivisa in 4 lotti di eguale superficie, secondo lo schema seguente:

ANNO	MESI	APPEZZAMENTO n. 1	APPEZZAMENTO n. 2	APPEZZAMENTO n. 3	APPEZZAMENTO n. 4			
1	Gennaio	CICORIA	PATATA	SOVESCIO	PISELLO			
	Febbraio							
	Marzo							
	Aprile	POMODORO	ZUCCHINA	MELONE	PEPERONE			
	Maggio							
	Giugno							
	Luglio							
	Agosto							
	Settembre	FINOCCHIO	SOVESCIO	PISELLO	CICORIA			
	Ottobre							
	Novembre							
	Dicembre							
2	Gennaio	PATATA	MELONE	PEPERONE	POMODORO			
	Febbraio							
	Marzo							
	Aprile							
	Maggio							
	Giugno	ZUCCHINA	MELONE	PEPERONE	POMODORO			
	Luglio							
	Agosto	SOVESCIO	PISELLO	CICORIA	FINOCCHIO			
	Settembre							
	Ottobre							
	Novembre							
	Dicembre	SOVESCIO	PISELLO	CICORIA	PATATA			
Gennaio								
Febbraio								
Marzo								
Aprile								
Maggio	MELONE					PEPERONE	POMODORO	ZUCCHINA
Giugno								
Luglio								
Agosto								
Settembre								
Ottobre	PISELLO					CICORIA	FINOCCHIO	SOVESCIO
Novembre								
Dicembre								
Gennaio								
4	Febbraio	PEPERONE	POMODORO	ZUCCHINA	MELONE			
	Marzo							
	Aprile							
	Maggio	CICORIA	FINOCCHIO	SOVESCIO	PISELLO			
	Giugno							
	Luglio							
	Agosto							
	Settembre							
	Ottobre	CICORIA	FINOCCHIO	SOVESCIO	PISELLO			
	Novembre							
	Dicembre							
	Gennaio							

Esternamente alla recinzione, è prevista la coltivazione del frumento duro della cultivar *Marco Aurelio*, varietà di introduzione relativamente recente registrata dalla Società Italiana Sementi (SIS) dopo un lavoro di selezione durato circa 20 anni.

6. OPERE DI ELETRIFICAZIONE

Tutti i materiali impiegati nella realizzazione dei lavori dovranno essere conformi alle prescrizioni indicate nella presente specifica tecnica, nelle norme CEI, alle dimensioni unificate secondo le tabelle UNEL e provvisti del marchio IMQ (quando ammessi al regime del marchio) e marchio CE. Essi dovranno essere nuovi di costruzione e dovranno inoltre essere scelti per qualità e provenienza di primarie case costruttrici e fra quanto di meglio il mercato sia in grado di fornire. Particolare attenzione dovrà essere posta nella scelta delle apparecchiature in considerazione anche della continuità del servizio e della facilità di manutenzione.

6.1 Elettrodotti MT

6.1.1 Cavi

I cavi impiegati per l'impianto fotovoltaico saranno del tipo unipolari **ARE4H5E 18/30 KV** o similari con posa a "trifoglio" ad una profondità di circa 120 cm dal piano campagna, direttamente interrati e protetti con protezione meccanica tramite lastre o tegoli. Le sezioni utilizzate saranno di 95, 185, 300 e 630 mm² per i collegamenti fra le cabine di conversione e trasformazione e fra queste e la sottostazione elettrica utente 30/150 kV.

Il conduttore sarà in alluminio a corda rotonda compatta di alluminio e tra il conduttore e l'isolante in mescola in polietilene reticolato (qualità DIX8), sarà interposto uno strato di semiconduttore estruso. Tra l'isolante e lo schermo metallico invece sarà interposto uno strato di semiconduttore a mescola estrusa che, a sua volta sarà coperto da un rivestimento protettivo costituito da un nastro semiconduttore igroespandente. La schermatura sarà fatta mediante un nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale. Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi, dovrà essere posato sotto la pavimentazione, a non meno di 20 cm dal tegolino di protezione, un nastro di segnalazione in polietilene.

Il cavo suddetto è definito a campo radiale in quanto, essendo ciascuna anima rivestita da uno schermo metallico, le linee di forza elettriche risultano perpendicolari agli strati dell'isolante.

La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali. Infatti, l'esperienza in altri cantieri ha evidenziato l'improponibilità dell'utilizzo di cavi in rame a causa dei ripetuti furti e danneggiamenti subiti dai cavi in fase di posa che hanno reso estremamente difficoltoso il normale svolgimento della costruzione degli elettrodotti.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando:

- le correnti di impiego pari alle correnti massime generate dall'impianto fotovoltaico. Tali valori di corrente risultano sovradimensionati e quindi di tipo conservativo in quanto i valori massimi reali, comunque inferiori ai valori indicati, si otterranno solo in determinate condizioni di funzionamento, funzione di diversi parametri quali per esempio le condizioni atmosferiche, rendimento delle apparecchiature ecc.
- le portate dei cavi per la tipologia di posa (norma CEI 20-21);
- il contenimento delle perdite di linea.

I coefficienti di calcolo per la portata dei cavi (profondità di posa, condizioni termiche, ecc.) sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a $2,0^{\circ}\text{K m/W}$ (in fase di progettazione esecutiva sarà effettuata una misura di resistività termica del terreno lungo il tracciato previsto, in modo tale da effettuare una correzione del valore se risultasse più alto);
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate;
- temperatura terreno pari a 25°C (CEI 20-21 A.3);
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

La scelta della sezione è stata effettuata considerando che il cavo deve avere una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito.

6.1.2 *Temperatura di posa*

Durante le operazioni di installazione la temperatura dei cavi per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venir piegati o raddrizzati non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.

6.1.3 *Segnalazione della presenza dei cavi*

Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione un nastro di segnalazione in polietilene.

Nell'attraversamento di aree private fino all'imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell'elettrodotto interrato posizionando l'opportuna segnaletica.

6.1.4 *Prova di isolamento*

Successivamente alle operazioni di posa e comunque prima della messa in servizio, l'isolamento dei cavi a MT, dei giunti e dei terminali, sarà verificato attraverso opportune misurazioni secondo le CEI 11-17. La tensione di prova dell'isolamento in corrente continua dovrà essere pari a quattro volte la tensione nominale stellata.

6.1.5 Giunzioni e terminazioni MT

Per le giunzioni elettriche si devono utilizzare connettori di tipo a compressione diritti in alluminio adatti alla giunzione di cavi in alluminio ad isolamento estruso con ripristino dell'isolamento con giunti diritti adatti al tipo di cavo in materiale retraibile. Per la terminazione dei cavi scelti e per l'attestazione sui quadri in cabina si devono applicare terminali unipolari per interno con isolatore in materiale retraibile e capicorda di sezione idonea.

6.1.6 Tubazioni

La protezione meccanica dovrà essere realizzata mediante tubazioni di materiale plastico (PVC), flessibili, di colore rosso, a doppia parete con parete interna liscia, rispondenti alle norme CEI EN 50086-1 e CEI EN 50086-2-4 e classificati come normali nei confronti della resistenza all'urto.

6.2 Cabine di Conversione e Trasformazione

All'interno delle cabine di conversione e trasformazione, in soluzione di power skid, avverrà il passaggio da corrente continua a corrente alternata per mezzo di convertitori statici trifase aventi potenza nominale in c.a. pari a 2933 kW (a cosφ 1) con caratteristiche idonee alla scelta dei pannelli fotovoltaici costituenti i singoli sottocampi. Tali apparecchi saranno dotati di idonei dispositivi atti a sezionare e proteggere sia il lato in corrente continua che il lato in corrente alternata. I power skid si configurano come sistemi integrati preassemblati con inverter, trasformatori MT/BT e quadri di media tensione, da posare su una platea di fondazione in cemento, a sua volta allocato su un magrone di sottofondazione in cemento. I power skid avranno dimensioni pari [6,058 x 2,438 x 2,896 m (lung. x larg. x alt.)].

All'interno di tali cabine, avverrà l'elevazione di tensione a 30.000 V in corrente alternata, così da poter convogliare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico verso la stazione elettrica di smistamento per essere ceduta all'Ente distributore.

Si fa presente inoltre che l'inverter verrà scelto in funzione delle tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; e poiché la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione, tali tecnologie potrebbero cambiare; pertanto gli inverter che verranno presi in considerazione saranno ovviamente quelli di ultima generazione.



7. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE E IMPIANTO DI CONSEGNA

7.1 Sottostazione elettrica di trasformazione AT/MT

La sottostazione AT/MT rappresenterà sia il punto di raccolta dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico che il punto di trasformazione del livello di tensione da 30 kV a 150 kV, per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino al punto di consegna della rete di trasmissione nazionale. Quest'ultimo corrisponderà ad una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Apricena – S. Severo", nella quale, la linea in cavo interrato a 150 kV proveniente dall'adiacente sottostazione AT/MT, si attesterà ad uno stallo di protezione AT.

7.1.1 *Locale celle MT di arrivo*

Le celle MT delle linee in arrivo dalle aree del campo fotovoltaico (n. 4 linee) , sono posizionate all'interno di un prefabbricato locato nella sottostazione elettrica. Queste, di tipo protetto per interni, sono unità modulari così composte:

- arrivo Linea Trafo TR1 AT/MT, dotata di n. 1 interruttore motorizzato ($I_n=2000A$, $V_m=36kV$, $I_{th}=25kA$) e n. 1 sezionatore di terra con interblocco ($I_n=2000A$, $V_m=36kV$);
- misure, dotata di un trasformatore di misura voltmetrico con n. 3 secondari;
- trasformatore TRSA, dotata di n. 1 sezionatore sotto carico ($I_n=630A$, $V_m=36kV$) interbloccato con n. 1 sezionatore di terra e n. 1 fusibile (6.3A, $V_m=36kV$);
- n. 3 riserve, dotate di n. 1 sezionatore ($I_n=630A$, $V_m=36kV$) interbloccato con n. 1 sezionatore di terra, n. 1 interruttore motorizzato con interblocco ($I_n=630A$, $V_m=36kV$, $I_{th}=16kA$).
- N. 4 arrivi linea, dotati di n. 1 sezionatore ($I_n=630A$, $V_m=36kV$) interbloccato con n. 1 sezionatore di terra, n. 1 interruttore motorizzato con interblocco ($I_n=630A$, $V_m=36kV$, $I_{th}=25kA$);

7.1.2 *Montante AT*

La sottostazione MT/AT comprenderà un montante AT, che sarà principalmente costituita da uno stallo trasformatore, da una terna di sbarre e uno stallo linea.

Lo stallo trasformatore MT/AT sarà composto da:

- trasformatore di potenza MT/AT $150\pm 10 \times 1.5\% / 30$ KV 55-70 MVA ONAN-ONAF;
- terna di scaricatori AT ZnO ($U_m=170kV$)
- terna di TA in AT isolato in SF₆;
- interruttore tripolare AT con comando a molla tripolare ($I_n=1250A$ $U_m=170kV$);

- terna di TV induttivi AT isolato in SF6
- sezionatore tripolare AT orizzontale con lame di terra motorizzate (In=1250A Um=170kV);

Lo stallo di linea condivisa invece sarà formato da:

- terna di TA in AT isolato in SF6 (Um=170kV 200-400-800/5A);
- interruttore tripolare AT con comando a molla tripolare (In=2000A Um=170kV);
- terna di TV induttivi AT isolato in SF6 (150:√3/0,1:√3 kV /0,1:√3 kV /0,1:3 kV)
- sezionatore tripolare AT orizzontale con lame di terra motorizzate (In=2000A Um=170kV);
- terna di scaricatori AT ZnO (Um=170kV)
- terminali AT per la consegna in stazione TERNA.

7.1.3 *Impianto di terra*

L'impianto di terra di sottostazione sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 99-5, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 120 mm². Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione opportuna.

In base alle prescrizioni di TERNA potrà essere necessario anche un collegamento dell'impianto di terra della sottostazione con quello dell'impianto di consegna AT.

7.1.4 *RTU della sottostazione e dell'impianto AT di consegna*

Tale sistema deve rispondere alle specifiche TERNA S.p.A. 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.

La RTU dovrà svolgere i seguenti compiti:

- interrogazione delle protezioni della sottostazione, per l'acquisizione di segnali e misure attraverso le linee di comunicazione;
- comando della sezione AT e MT della sottostazione;
- 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.

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.

7.1.5 SCADA

Il sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) deve essere modulare e configurabile secondo le necessità e configurazione basata su 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.

8. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

8.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiore, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe. Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

8.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 500 V. c.c., che è la tensione tipica delle stringhe, può avere conseguenze letali. 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 garantita 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 gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

8.3 Protezione dalle fulminazioni

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceramico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti. In caso di

sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

8.4 *Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto*

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Corti circuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. Per l'interruttore MT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

8.5 *Impianto di messa a terra*

All'interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da dispersori in corda di rame nudo della sezione minima di 35 mm², interrati ad una profondità di almeno 0,5 m. A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione.

La maglia di terra afferente alle cabine (di conversione e trasformazione "PCU" e di raccolta "CR"), rispetterà rigorosamente la normativa, in particolare la Norma CEI EN 50522 e alle prescrizioni della Guida CEI 99-5, che dettano le prescrizioni da seguire per realizzare un impianto di terra a regola d'arte, in modo da attenersi a quanto segue:

- Avere sufficiente resistenza meccanica ed alla corrosione;
- Essere in grado di sopportare da un punto di vista termico le correnti di guasto prevedibili;
- Evitare danni ai componenti elettrici;
- Garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni presenti sull'impianto di terra per effetto delle elevate correnti di guasto a terra.

L'impianto di dispersione per la messa a terra delle cabine sarà realizzato mediante anello di rame nudo avente sezione pari a 50 mm², interrato alla profondità di almeno 80 cm dal piano di calpestio, integrato da n. 4 picchetti in acciaio di sezione minima 50 mm² a lunghezza 1,5 m, installati uno per ogni angolo in opportuni pozzetti prefabbricati.

Le giunzioni tra i conduttori costituenti la maglia di dispersione e tra questi ultimi e i conduttori di terra saranno realizzate mediante morsetti a compressione in rame.

Il collegamento del conduttore di terra alle strutture metalliche sarà realizzato mediante capicorda a compressione diritti, in rame stagnato con bullone in acciaio zincato.

L'efficienza di tale impianto verrà verificata attraverso apposita misura della resistenza di terra ed eventualmente delle tensioni di passo e di contatto.

Il collegamento interno-esterno della rete di terra sarà realizzato con connettori in acciaio inox.

L'impianto di dispersione, attraverso conduttori di terra, fa capo a collettori posti all'interno dei locali, attraverso i quali si effettua il collegamento a terra tutte le masse presenti nel locale, nonché tutti gli schermi dei cavi entrati ed uscenti.

Tutti gli inserti metallici previsti saranno connessi elettricamente all'armatura del manufatto.

Prima della messa in servizio dell'impianto, saranno effettuate le verifiche dell'impianto di terra previste dal DPR 22 ottobre 2001 n. 462.
