



RENEWABLE ENERGY-ENVIRONMENT SYSTEMS
INNOVATION TECHNOLOGY-TRANSPORT

**Progetto Impianto fotovoltaico da 21,6 MWp
“Castrovillari”
nel Comune di Castrovillari (CS)
in località “Conca del Re”**

**RELAZIONE TECNICA
(ai sensi del D.lgs. n. 152/2006)**

PROGETTISTI:

**ING. UGO VITTORIO ROCCA
ING. NICOLALESSANDRO ROCCA
ING. FEDERICO MELIS**



Rev. 21/09/2022

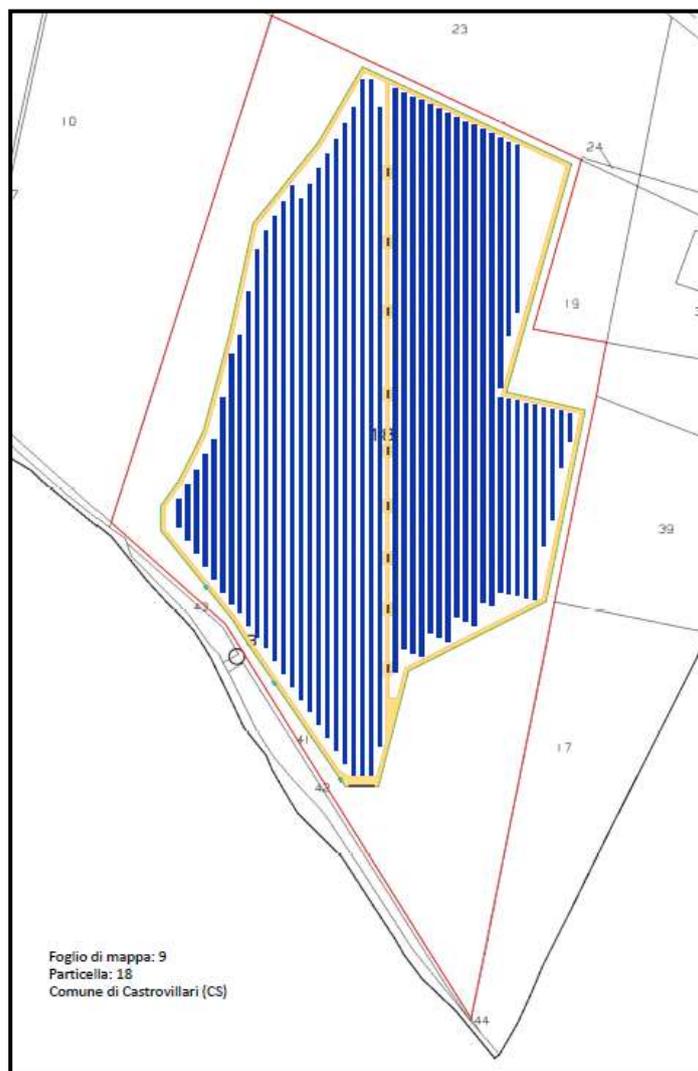
| Identificatore | Descrizione |
|----------------|-------------------|
| RTEC | Relazione Tecnica |

INDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. GENERALITÀ..... | 3 |
| 2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO | 5 |
| 3. DEFINIZIONI..... | 6 |
| 4. DESCRIZIONE DEL SITO | 6 |
| 5. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA | 8 |
| 6. DESCRIZIONE DEI PRINCIPALI COMPONENTI..... | 13 |
| MODULI FOTOVOLTAICI IN SILICIO MONOCRISTALLINO | 13 |
| QUADRO ELETTRICO DI CAMPO | 15 |
| QUADRO GENERALE DI PARALLELO | 15 |
| GRUPPO DI CONVERSIONE | 15 |
| TRASFORMATORE MT/BT | 16 |
| STRUTTURE DI SUPPORTO..... | 17 |
| CAVI | 17 |
| 7. DISPOSITIVI DI PROTEZIONE | 18 |
| DISPOSITIVO DEL GENERATORE DDG | 18 |
| DISPOSITIVO DI INTERFACCIA DDI | 19 |
| DISPOSITIVO GENERALE DG | 19 |
| PROTEZIONE LINEA..... | 18 |
| PREVENZIONE FUNZIONAMENTO IN ISOLA..... | 20 |
| PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL’IMPIANTO | 20 |
| SICUREZZA ELETTRICA..... | 20 |
| PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI..... | 21 |
| PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI | 21 |
| 8. MISURA DELL’ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA | 22 |
| 9. SISTEMA DI TELECONTROLLO..... | 22 |
| 10. ELENCO MATERIALI..... | 23 |

1. GENERALITÀ

La presente relazione tecnica è relativa alla realizzazione di un impianto fotovoltaico denominato “Castrovillari”, di potenza nominale pari a 21,6 MWp (18,0 MVA in corrente alternata), da installare nel Comune di Castrovillari, in un’area di circa 30 ettari individuata nella mappa catastale al foglio n.9 particella n.18, per la generazione di energia elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica.



Stralcio planimetria su mappa catastale

L’impianto funzionerà in parallelo alla rete di distribuzione dell’energia elettrica in Media Tensione a 20 kV, cedendo totalmente l’energia elettrica alla rete.

L’impianto sarà allacciato alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite tre collegamenti in “antenna” elettricamente indipendenti da 6,0 MW ciascuno in corrente alternata, tramite ad uno stallo MT in cabina primaria e tramite un apposito locale di consegna, secondo le indicazioni della soluzione d’allaccio indicata da Enel Distribuzione (Soluzioni di allaccio già ottenute, accettate e confermate dal Gestore di Rete: Rif. Goal. 18796, 18797, 18786).



Stralcio layout impianto su ortofoto

2. NORMATIVA E LEGGI DI RIFERIMENTO

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V

3. DEFINIZIONI

- Impianto (o Sistema) fotovoltaico Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore;
- Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC);
- Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico l'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore;
- Condizioni nominali Sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e indicati nella Guida CEI 82- 25 e successivi aggiornamenti;
- Punto di connessione Punto della rete elettrica, come definito dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche e integrazioni.

4. DESCRIZIONE DEL SITO E CALCOLO IRRAGGIAMENTO

Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto si trova nel Comune di Castrovillari, in provincia di Cosenza. La località si trova ad una Latitudine di circa 39° 51' Nord, ed una Longitudine di circa 16° 11' Est. L'altitudine sul livello del mare è di circa 650 m.

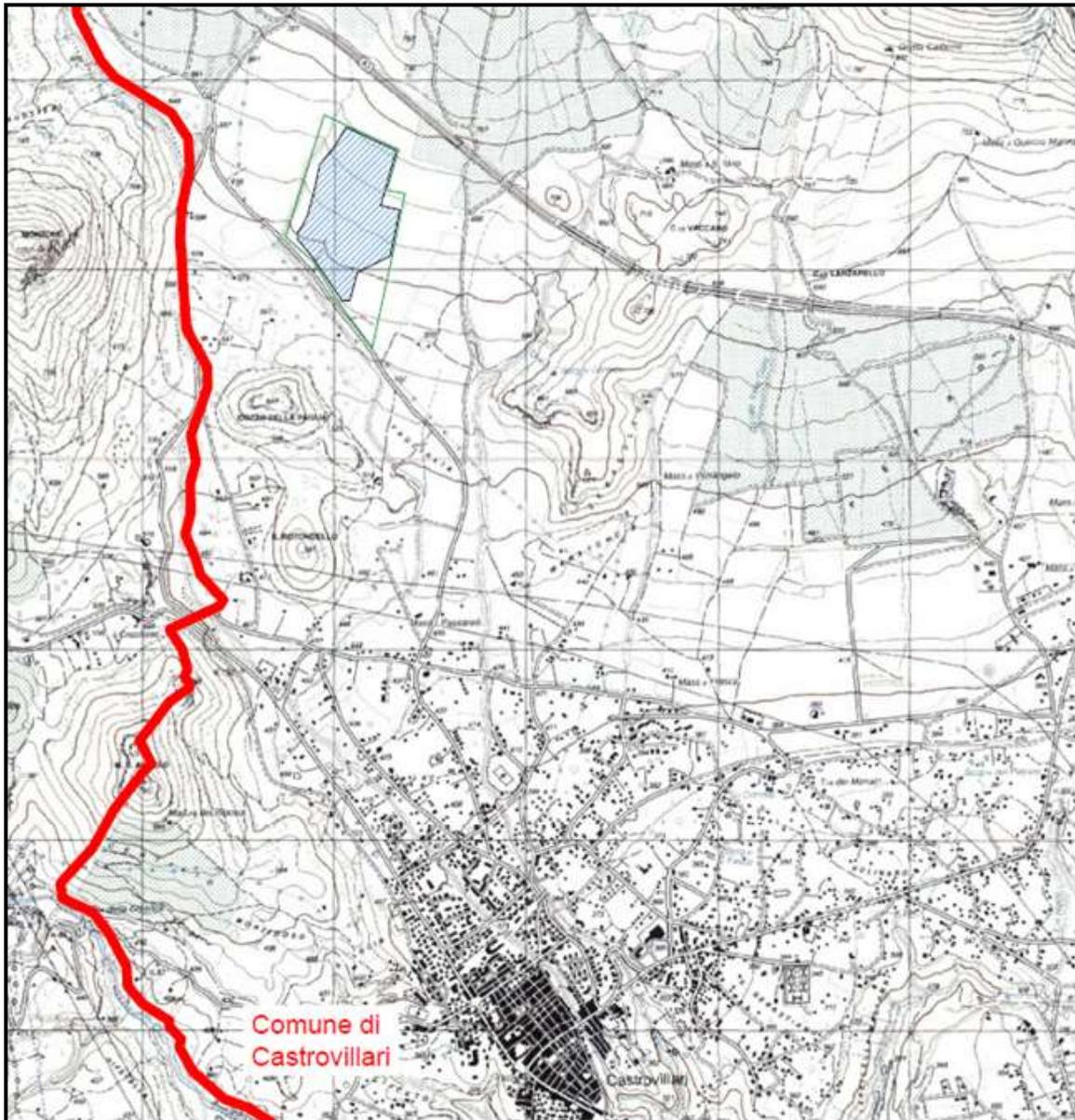
L'impianto sarà costituito complessivamente da 38.880 moduli fotovoltaici monocristallini da 555 Wp per una potenza totale di 21,6 MWp (esattamente 21.578,4 kWp).

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da n.3 sezioni (A, B e C) elettricamente indipendenti, ognuna da 7,2 MWp (6,0 MVA in corrente alternata).

Ognuna delle tre sezioni sarà formata da 12.960 moduli fotovoltaici, per una potenza di 7,2 MWp (esattamente 7.192,8 kWp).

I moduli saranno montati sul terreno su strutture ad inseguimento monoassiale tracker, la cui inclinazione massima è di 55° rispetto il piano orizzontale. Sono previste n. 648 strutture da 2x30 moduli fotovoltaici ciascuna, costituite da telai in alluminio o acciaio infissi nel terreno. Tali strutture saranno affiancate in modo da costituire delle file continue di moduli fotovoltaici.

La superficie radiante dei pannelli sarà di circa 99.380 mq.



Stralcio inquadramento su IGM

Il valore dell'irraggiamento è stato calcolato utilizzando il database PVGIS, inserendo nel modello di calcolo i dati relativi alle caratteristiche tecniche dell'impianto e alle proprietà ambientali e morfologiche del sito di installazione, impostando una perdita totale di sistema del 21% (valore conservativo, come da prassi nelle valutazioni progettuali degli impianti fotovoltaici).

| Sistema ad inseguimento asse inclinata | | | | |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|
| inclinazione=0° | | | | |
| Mese | Ed | Em | Hd | Hm |
| Gen | 2.44 | 75.8 | 2.83 | 87.7 |
| Feb | 3.17 | 88.7 | 3.69 | 103 |
| Mar | 4.74 | 147 | 5.72 | 177 |
| Apr | 5.44 | 163 | 6.73 | 202 |
| Mag | 6.52 | 202 | 8.26 | 256 |
| Giu | 7.58 | 227 | 9.86 | 296 |
| Lug | 7.76 | 241 | 10.20 | 315 |
| Ago | 7.07 | 219 | 9.33 | 289 |
| Set | 5.04 | 151 | 6.43 | 193 |
| Ott | 4.10 | 127 | 5.03 | 156 |
| Nov | 2.64 | 79.1 | 3.14 | 94.2 |
| Dic | 2.14 | 66.3 | 2.49 | 77.2 |
| Anno | 4.90 | 149 | 6.05 | 184 |
| Totale per l'anno | | 1790 | | 2210 |

La produzione annua prevista per l'impianto da 21,6 MWp è di circa:

$$1.790 [kWh/kWp] \times 21,6 [MWp] = \mathbf{38.664 MWh/anno}$$

5. DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica dove è previsto l'utilizzo di inverter centralizzati del tipo SANTERNO con potenza massima in uscita nominale AC di 2,0 MW.

Per la realizzazione dei generatori fotovoltaici si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo LONGI modello LR5-72HPH-555M con potenza nominale di 555 Wp formato da 144 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato con componenti che assicurano l'osservanza delle due seguenti condizioni:

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

$$P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$$

dove:

- P_{cc} è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del ±2%;
- P_{nom} è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I è l'irraggiamento in W/mq misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del ±3%;
- I_{stc} = 1.000 W/mq, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;
- P_{ca} è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del ±2%.

Al fine del rispetto delle condizioni sopra descritte l'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato utilizzando moduli fotovoltaici ad elevate prestazioni e gruppi di conversione della corrente continua in alternata ad elevata efficienza.

Al termine dei lavori saranno effettuate tutte le verifiche tecnico-funzionali, in particolare:

- Esame a vista per accertare la rispondenza dell'opera e dei componenti alle prescrizioni tecniche e di installazione previste dal progetto definitivo;
- Verifica delle stringhe fotovoltaiche;
- Misura dell'uniformità della tensione a vuoto;
- Misura dell'uniformità della corrente di cortocircuito;
- Misura della resistenza di isolamento dei circuiti tra le due polarità lato Corrente continua e terra e lato alternata tra conduttori e terra;
- Verifica del grado di protezione dei componenti installati;
- Verifica della continuità elettrica del circuito di messa a terra e scaricatori;
- Verifica e controllo tramite battitura dei cavi di collegamento del circuito elettrico di tutto il sistema;
- Isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- Corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete).

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica avrà una potenza nominale di 21,6 MWp intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare i generatori fotovoltaici. Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra le file di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

L'impianto sarà suddiviso in 3 sezioni che a sua volta sono suddivise in n.3 sottocampi, per ognuno dei quali si dovrà realizzare un locale di conversione e trasformazione, all'interno del quale saranno installati i quadri elettrici di bassa tensione, i trasformatori MT/BT, i dispositivi di protezione dei

montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e l'alimentazione dei dispositivi ausiliari.

Definito il layout dell'impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare ai singoli inverter sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
- la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
- la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{FV}^{MAX}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{modulo}^{MAX}(\theta_{min}) [V]$$

dove:

- N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa;
- $U_{modulo}^{MAX}(\theta_{min})$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{modulo}^{MAX}(\theta_{min}) = U_{oc}(25^{\circ}C) - \beta \cdot (25 - \theta_{min}) [V]$$

dove:

- $U_{oc}(25^{\circ}C)$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{FV}^{MAX}(\theta_{min}) = Ns \cdot U_{modulo}^{MAX}(\theta_{min}) = Ns \times [U_{oc}(25^{\circ}C) - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq U_{inv}^{MAX}$$

essendo U_{inv}^{MAX} la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a 1.000 W/mq, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT}^{MAX}(\theta_{min}) \text{ stringa} = Ns \cdot U_{MPPT}^{MAX}(\theta_{min}) \text{ modulo [V]}$$

dove:

- Ns è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT}^{MAX}(\theta_{min})$ modulo è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile;

nel seguente modo:

$$U_{MPPT}^{MAX}(\theta_{min}) \text{ modulo} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min}) \text{ [V]}$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT}^{MAX} \text{ FV}(\theta_{min}) = Ns \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq U_{MPPT}^{MAX} \text{ inverter}$$

dove $U_{MPPT}^{MAX} \text{ inverter}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a 1.000 W/mq
- temperatura θ_{max} pari a 70-80°C

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT}^{min} \text{ FV} = Ns \cdot U_{MPPT}^{min} \text{ modulo [V]}$$

dove:

- Ns è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT}^{min} \text{ modulo}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza.

$U_{MPPT}^{min} \text{ modulo}$ è calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT}^{min} \text{ modulo} = U_{MPPT} \text{ modulo} - \beta \cdot (25 - \theta_{max}) [V]$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT}^{min} FV = N_s \cdot [U_{MPPT} \text{ modulo} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})] \geq U_{MPPT}^{min} \text{ inverter}$$

essendo $U_{MPPT}^{min} \text{ inverter}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa}^{MAX} = 1,25 \cdot I_{sc} [A]$$

dove:

- $I_{stringa}^{MAX}$ è la massima corrente erogata dalla stringa;
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo;
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1.000 W/mq.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{FV}^{MAX} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{inv}^{MAX} [A]$$

dove:

- I_{FV}^{MAX} è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico;
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- I_{inv}^{MAX} è la massima corrente in ingresso all'inverter.

Le tavole allegate riportano lo schema a blocchi dell'impianto fotovoltaico in cui si evidenziano le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

L'impianto fotovoltaico sarà suddiviso in n. 3 sezioni così composte:

- n. 12.960 moduli fotovoltaici da 555 Wp, monocristallini monofacciali a 144 celle, saranno suddivisi elettricamente in n. 432 stringhe da n.30 moduli ciascuna;
- n. 432 stringhe saranno collegate in quadri di parallelo da 16 stringhe ciascuno, denominati QPS, e collocati in maniera baricentrica rispetto ai moduli fotovoltaici;
- i QPS saranno collegati in un quadro di parallelo sottocampo, denominato QSC, posizionato all'interno del rispettivo locale tecnico e collegato in corrente continua all'ingresso del proprio inverter trifase (n.3 inverter da 2,0 MW per ogni sezione);

- gli inverter saranno comprensivi di dispositivo di protezione di generatore DDG e di un sistema di contabilizzazione dell'energia prodotta dal singolo inverter;
- gli inverter di ogni sezione saranno collegati ad un trasformatore BT/MT 20/0,640 kV, connesso in uscita MT ad un interruttore automatico in SF6 dotato di dispositivi di protezione di linea;
- ogni locale tecnico sarà predisposto con un quadro MT comprensivo di interruttore automatico in SF6 sull'uscita e sull'arrivo della linea MT proveniente dal sottocampo adiacente;

Di seguito una tabella riassuntiva:

| Sezione | Potenza CC | Potenza CA | N. moduli 550 Wp | N. cabine tipo Santerno |
|----------------|-------------------|-------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| A | 7,2 MWp | 6,0 MVA | 12.960 | n.3 da 2,0 MW |
| B | 7,2 MWp | 6,0 MVA | 12.960 | n.3 da 2,0 MW |
| C | 7,2 MWp | 6,0 MVA | 12.960 | n.3 da 2,0 MW |
| TOTALE | 21,6 MWp | 18,0 MVA | 38.880 | n.9 da 2,0 MW |

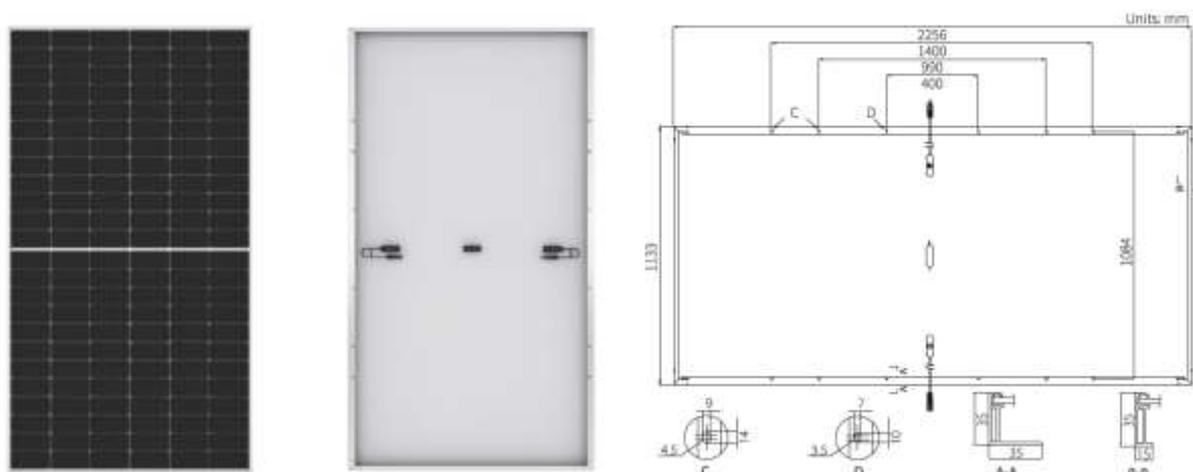
Il collegamento tra le cabine di ogni sezione dell'impianto e il collegamento con la relativa Cabina di Smistamento avviene tramite collegamenti "entra-esci" tra i locali, mediante cavi schermati in MT interrati, di opportuna sezione in modo da minimizzare le perdite di produzione. In ogni sezione dell'impianto è previsto un Locale di Smistamento, all'interno del quale sarà collocato il quadro MT, dotato di Dispositivo Generale di protezione linea per ogni arrivo dei collegamenti tra locali tecnici.

All'interno di ogni Locale di Consegna ad E-Distribuzione, nei pressi della Cabina Primaria, saranno collocati le protezioni del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete di distribuzione pubblica, in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16.

6. DESCRIZIONE DEI PRINCIPALI COMPONENTI

MODULI FOTOVOLTAICI IN SILICIO MONOCRISTALLINO

Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto è di marca LONGI, modello LR5-72HPH-555M con potenza nominale di 555 Wp, formato da 144 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino, delle dimensioni pari a 2256x1133x35 mm (in allegato data sheet). Tutti i moduli sono certificati secondo la norma IEC 61215 e IEC 61730.



I moduli saranno disposti su strutture ad inseguimento monoassiale in acciaio infisse nel terreno a formare delle file orizzontali di 2x30 moduli ciascuna.

Elettricamente le stringhe sono costituite da 30 moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1.500 Vcc anche in condizioni di basse temperature.

In tabella sono riportate le caratteristiche elettriche della singola stringa.

| | | |
|---------------------------------------|-------|-----|
| Numero moduli per stringa | 30 | |
| Tensione a vuoto (25 °C) | 1.488 | V |
| Tensione a MPPT (25 °C) | 1.310 | V |
| Tensione a MPPT (50 °C) | 1.221 | V |
| Tensione a MPPT (70°C) | 1.141 | V |
| Potenza stringa a MPPT (25°C) | 16,65 | kWp |
| Corrente di corto circuito max (25°C) | 10,08 | A |

I moduli prescelti sono composti da 144 celle in silicio monocristallino, protette verso l'esterno da un vetro temprato ad altissima trasparenza. I moduli sono prodotti con certificazione di qualità ISO 9001; il processo di produzione garantisce alle celle fotovoltaiche protezione adeguata in tutte le condizioni di lavoro anche in condizioni ambientali e di inquinamento difficili.

La scatola di giunzione (con grado di protezione IP68) contiene diodi di by-pass per garantire la protezione delle celle dal fenomeno di hot spot.

| Mechanical Characteristics | |
|----------------------------|---|
| Cell Type | P type Mono-crystalline |
| No. of cells | 144 (6×24) |
| Dimensions | 2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch) |
| Weight | 28.9 kg (63.7 lbs) |
| Front Glass | 3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass |
| Frame | Anodized Aluminium Alloy |
| Junction Box | IP68 Rated |
| Output Cables | TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length |

QUADRO ELETTRICO DI CAMPO

In ciascuna sezione le stringhe vengono collegate in parallelo su dei quadri di parallelo stringhe, denominati QPS, che a loro volta vengono collegati in parallelo sul quadro di parallelo sottocampi, denominato QSC, collocato in prossimità dell'ingresso di ciascun inverter.

I quadri necessari per realizzare il parallelo delle stringhe dell'impianto saranno circa 90; essi hanno anche la funzione di sezionare localmente le stringhe di moduli fotovoltaici costituenti il campo fotovoltaico. Ogni quadro di campo contiene le apparecchiature di seguito descritte.

Sull'arrivo delle stringhe (n.16 per ogni quadro) è previsto un sezionatore con fusibili (20 A) a 1.500 Vdc per ogni stringa.

Sulla partenza è previsto un sezionatore sotto carico da 200 A a 1.500 Vdc.

I QPS saranno del tipo per montaggio all'aperto, realizzato in resina autoestinguente o lamiera zincata e verniciata, con chiusura meccanica; ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo stagno, grado di protezione minimo IP65.

QUADRO GENERALE DI PARALLELO

I QPS di ogni sottocampo saranno collegati ad un quadro QSC costituiti da colonne montanti in ingresso a ciascun inverter; ogni ingresso sarà munito di fusibile da 200 A. Le colonne montanti avranno lo stesso grado di protezione degli inverter cui sono collegate ed il parallelo delle linee entranti in c.c. sarà direttamente inviato alla sbarra di ingresso dell'inverter.

Ogni quadro sarà dotato delle seguenti apparecchiature:

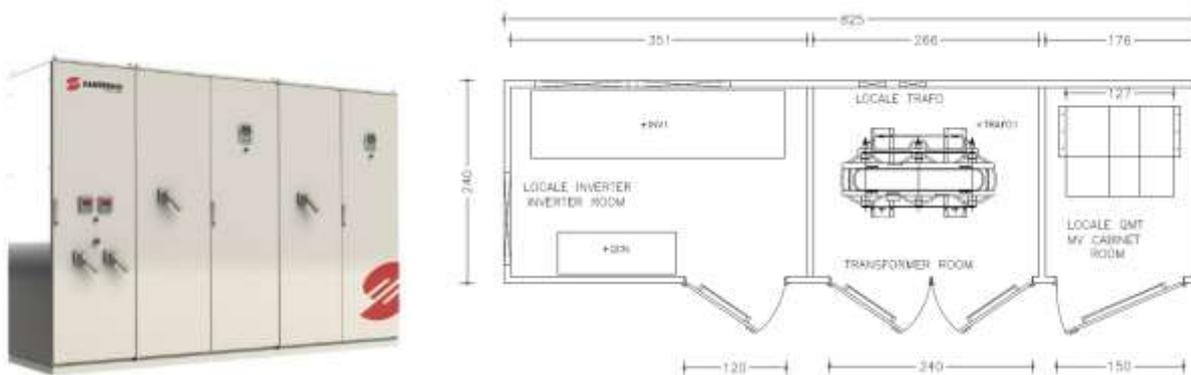
Sull'arrivo dei quadri QPS: Un fusibile rapido 200 A da 1.500 Vdc

Sulla partenza: Collegamento diretto alla sbarra di ingresso dell'inverter

GRUPPO DI CONVERSIONE

L'architettura elettrica dell'impianto prevede la conversione da c.c. in c.a. attraverso l'utilizzo di n.9 inverter trifase del tipo Santerno modello SUNWAY-TG1800-1500V-TE-640-STD, programmati con una potenza d'uscita massima di 2,0 MW, ai quali fanno capo n. 144 stringhe da n. 30 moduli

(pari ad una potenza di 2.397,6 kWp). Il sistema in corrente continua è flottante ed è assimilabile ad un sistema IT.



Caratteristiche principali:

- Conformità alle normative europee di sicurezza;
- Disponibilità di informazioni 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;

Le caratteristiche elettriche e meccaniche dell'inverter SUNWAY-TG1800-1500V-TE-640-STD installato nel locale tecnico SUNWAY STATION 1500 1500V 640 LS, sono le seguenti:

| | |
|---|---------------------|
| – Max tensione a circuito aperto | 1.500 Vdc |
| – Range di tensione di funzionamento MPPT | 900 - 1.200 V |
| – Corrente nominale d'ingresso | 2 x 1.500 A |
| – Tensione di uscita | 640 Vac |
| – Potenza in uscita | 2.000 kVA |
| – Numero di fasi | trifase |
| – Frequenza | 50 Hz |
| – Dimensioni | 3000 x 2100 x 800 h |
| – Peso | 2.700 kg |

Gli inverter SUNWAY TG sono realizzati in accordo con le normative vigenti in tema di Bassa Tensione, Compatibilità Elettromagnetica e con gli standard di connessione alla Rete di Distribuzione.

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (-10°C / 70°C) sono compatibili con il range di funzionamento degli inverter, che assicurano l'inseguimento della massima potenza.

TRASFORMATORE MT/BT

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in bassa tensione verrà immessa in rete in media tensione. I trasformatori di potenza avranno un rapporto di trasformazione 20/0,64 kV, isolamento

in resina, Vcc pari al 6%, di potenza massima di 2.000 kVA. I trasformatori saranno muniti di dispositivo di controllo temperatura.

Il contributo alla corrente di corto circuito di ogni sezione da 6,0 MVA è di circa 305 A alla tensione di 20 kV.

STRUTTURE DI SUPPORTO

I moduli fotovoltaici saranno installati su tracker monoassiali (detti anche “inseguitori di tilt”), che ruotano attorno all'asse Nord-Sud effettuando il tracking Est-Ovest, aumentando o diminuendo l'inclinazione del pannello rispetto al terreno di un piccolo angolo, in modo che l'angolo rispetto al suolo, detto angolo di tilt, sia statisticamente ottimale rispetto alla stagione e all'altezza del sole sull'orizzonte. Questa operazione viene gestita da un sistema di controllo, installato all'interno del locale tecnico di ogni sottocampo.

Le strutture saranno in alluminio, infisse nel terreno a una profondità massima di 1,5 m. Per le dimensioni si rimanda alla tavola allegata alla seguente relazione.

CAVI

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento tra le stringhe e gli inverter sono previsti conduttori di tipo unipolare flessibile stagnato in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia.

Caratteristiche tecniche:

- conduttore: corda flessibile di rame stagnato, classe 5
- isolante: miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità G21 LSOH = Low Smoke Zero Halogen
- max. tensione di funzionamento 1800 Vc.c.
- intervallo di temperatura Da - 40°C a + 90°C
- durata di vita attesa pari a 30 anni
- verifica del comportamento a lungo termine conforme alla Norma IEC 60216
- resistenza alla corrosione
- ampio intervallo di temperatura di utilizzo;
- resistenza ad abrasione;
- ottimo comportamento del cavo in caso di incendio: bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi;
- resistenza ad agenti chimici;
- facilità di assemblaggio;
- compatibilità ambientale e facilità di smaltimento.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni

sezione una caduta di tensione non superiore al 2%. La portata dei cavi (Iz) alla temperatura di 60°C indicata dal costruttore è maggiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe.

7. DISPOSITIVI DI PROTEZIONE

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttore che della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16. Eventuali modifiche all'architettura finale del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate con il gestore di rete e in accordo con quanto richiesto dell'Autorità dell'Energia Elettrica ed il Gas.

Ogni sezione dell'impianto sarà equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su tre livelli: dispositivo del generatore DDG; dispositivo di interfaccia DDI e dispositivo generale DG.

DISPOSITIVO DEL GENERATORE DDG

Ciascun inverter è protetto in uscita da un interruttore automatico in c.a. con sganciatore di apertura; l'inverter inoltre è munito del proprio dispositivo di interruzione non automatico (sezionatore sotto carico) collegato in c.c. al generatore. L'inverter è anche dotato di dispositivi contro le sovratensioni generate in condizioni anomale lato c.a.

PROTEZIONE LINEA

Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, installato all'interno di ognuno dei n.9 locali tecnici sarà costituito dai seguenti scomparti:

- n. 2 scomparti di arrivo linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- n. 1 scomparto protezione trafo con fusibili.

Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, installato all'interno di ognuno dei n.2 locali di smistamento sarà costituito dai seguenti scomparti:

- n. 2 scomparti di arrivo linea, ognuno con una protezione linea;
- n. 1 scomparto di uscita linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra.

Ciascuno scomparto protezione linea all'interno del locale di smistamento conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- Protezione di Massima Corrente (50 e 51) a tre soglie programmabili a tempo dipendente e indipendente

- Protezione di Massima Corrente omopolare (51N) a due sogli programmabili a tempo indipendente.

DISPOSITIVO DI INTERFACCIA DDI

Il dispositivo di interfaccia (DDI), unico per ogni sezione dell'impianto ed installato all'interno del Locale di Consegna, determina la sconnessione dell'impianto di generazione in caso di mancanza di tensione sulla rete di distribuzione; questo fenomeno, detto funzionamento in isola, deve essere assolutamente evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti.

Il DDI è costituito da sganciatori con le di protezione secondo quanto stabilito dalla CEI 0-16, a microprocessore elettronico, tarato sulla base dei parametri comunicati dalla società di distribuzione dell'energia.

La protezione di interfaccia (SPI) è costituita da relè di massima e minima frequenza, relè di massima e minima tensione, relè di massima tensione omeopolare, e sono inserite in un pannello polivalente conforme alla norma CEI 0-16.

Le protezioni associate al DI sono le seguenti:

- Protezione Minima Tensione (27) a due soglie commutabili
- Protezione Massima Tensione (59) a due soglie commutabili
- Protezione Minima Frequenza (81<) a due soglie commutabili
- Protezione Massima Frequenza (81>) a due soglie commutabili
- Protezione Massima Tensione Omopolare (51N)

Devono essere impiegabili anche il telescatto da parte del distributore e il ricalzo per la mancata apertura del dispositivo generale/di interfaccia.

DISPOSITIVO GENERALE DG

Il dispositivo generale (DG), unico per ogni sezione dell'impianto ed installato all'interno del Locale di Consegna, ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica; il DG deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione, ed è costituito da un interruttore in SF6 con sganciatore di apertura e sezionatore equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra. Sull'interruttore generale agirà il dispositivo di ricalzo, comandato dalla Protezione di Interfaccia, previsto dalla normativa CEI 0-16.

La protezione generale (PG), unica per ogni sezione dell'impianto, è costituita da sganciatori con le di protezione secondo quanto stabilito dalla CEI 0-16, a microprocessore elettronico, tarato sulla base dei parametri comunicati dalla società di distribuzione dell'energia.

Le protezioni associate al DG sono le seguenti:

- Protezione di Massima Corrente (50 e 51) a tre soglie programmabili a tempo dipendente e indipendente

- Protezione di Massima Corrente omopolare (50N e 51N) a due sogli programmabili a tempo indipendente
- Protezione Massima Corrente Direzionale di Terra (67N) a due sogli programmabili a tempo indipendente.

PREVENZIONE FUNZIONAMENTO IN ISOLA

In accordo a quanto prescritto dalla normativa italiana sarà previsto, incorporato nell'inverter, un dispositivo per prevenire il funzionamento in isola dell'impianto.

PROTEZIONE DA CORTI CIRCUITI SUL LATO C.C. DELL'IMPIANTO

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di 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 superiori, 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 è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

SICUREZZA ELETTRICA

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

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_{cc}^2 t \leq k^2 S^2$$

dove:

- I_b corrente di impiego del cavo
- I_n corrente nominale dell'interruttore
- I_z portata del cavo
- I_{cc} corrente di cortocircuito
- t tempo di intervento dell'interruttore
- k coefficiente che dipende dal tipo di isolamento del cavo
- S sezione del cavo.

PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

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

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 nella tabella che segue:

$$Z_s \cdot I_a \leq U_0$$

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 $I \cdot n$. |
| U_0 | tensione nominale in c.a. (valore efficace della tensione fase – terra) in Volt |

| $U_0(V)$ | 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 MT/BT. 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.

8. MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA

Un primo misuratore dell'energia prodotta è collocato in uscita dall'inverter, tale misuratore ha funzione fiscale nei confronti di GSE ed UTF.

Un secondo sistema di misura dell'energia elettrica prodotta è collocato in ogni Cabina di Consegna ed è in grado di rilevare e registrare, per ciascuna ora, l'energia elettrica immessa in rete nel punto di consegna dall'impianto.

Il sistema di misura è conforme alle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e alle norme CEI, in particolare sarà dotato di sistemi meccanici di sigillatura che garantiscano da manomissioni o alterazioni dei dati di misura. Il sistema di misura è idoneo a consentire la telelettura dell'energia elettrica prodotta da parte del distributore e sarà collocato nella cabina di consegna ad ENEL.

9. SISTEMA DI TELECONTROLLO

Il sistema di telecontrollo dell'impianto avviene tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto.

Controllo locale: nei locali tecnici sarà previsto un data-logger per il monitoraggio dell'inverter e dei parametri dei quadri di parallelo stringhe

Controllo remoto: predisposizione per la gestione a distanza di ciascun inverter e l'invio tramite modem GPRS, con scheda di rete, montata nel locale di telecontrollo.

10. ELENCO MATERIALI

L'intero impianto da 21,6 MWp consiste di:

- 38.880 Pannelli fotovoltaici monocristallini da 555 Wp
- 648 Strutture di supporto tracker monoassiali da 2x30 moduli
- 90 Quadri di parallelo stringhe (da n.16 ingressi)
- 9 Inverter Santerno modello SUNWAY TG1800 -1500V TE - 640 STD
- 9 Trasformatori BT/MT 20/0,645 kV da 2.000 kVA
- 9 Cabine di trasformazione BT/MT (Locale Tecnico)
- 9 Quadro MT con protezione trafo e arrivo linea
- 3 Cabine di Smistamento
- 3 Cabine di Consegna