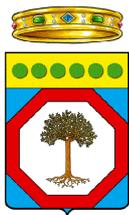


Regione
Puglia



Provincia
Brindisi



COMUNE DI BRINDISI



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE IN AREE SIN DI UN
IMPIANTO FOTOVOLTAICO E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE
ALLA R.T.N.**

**RELAZIONE TECNICA GENERALE
IMPIANTI ELETTRICI**

ELABORATO

PR_05

PROPONENTE:



METKA EGN Apulia S.r.l.

Sede Legale Piazza Fontana n. 6

20122 Milano (MI)

metkaegnapuliasrl@legalmail.it

PROGETTO:



Via Caduti di Nassirya, 55

70124 Bari (Italy)

pec: atechsrl@legalmail.it

Direttore Tecnico: Ing. Orazio Tricarico



EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	NOV 2022	B.B.	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto definitivo

INDICE

1	PREMESSE	3
2	COMPONENTI DELL’IMPIANTO	4
2.1	GENERATORE FOTOVOLTAICO _____	4
2.2	CONVERTITORE CC/CA _____	4
2.3	QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA _____	5
3	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL’IMPIANTO SOLARE	5
3.1	VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C. _____	5
4	DIMENSIONAMENTO DELL’IMPIANTO	6
4.1	PROCEDURE DI CALCOLO _____	6
4.1.1	Criterio generale di progetto	6
4.1.2	Criterio di stima dell’energia prodotta.....	6
4.1.3	Criterio di verifica elettrica.....	7
4.2	IMPIANTO _____	9
4.2.1	Scheda tecnica dell’impianto.....	9
4.2.2	Energia prodotta	9
4.3	GENERATORE <i>INVERTER 10 STRINGHE 17 MODULI</i> _____	11
4.3.1	Scheda tecnica	11
4.3.2	Verifiche elettriche	12
4.4	GENERATORE <i>INVERTER 12 STRINGHE 17 MODULI</i> _____	13
4.4.1	Scheda tecnica	13
4.4.2	Verifiche elettriche	14
5	ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA	14
5.1	ILLUMINAZIONE GENERALE _____	14
5.2	ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA _____	14
6	F.M. E TERRA DI PROTEZIONE	15
6.1	QUADRERIE _____	15
6.2	PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI _____	15
6.3	RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA _____	16



6.4	RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC	17
6.5	RETE DI PROTEZIONE DI TERRA	18
7	APPENDICE A	19
7.1.1	Moduli utilizzati	19
8	APPENDICE B	20
8.1.1	Inverter utilizzati.....	20



1 PREMESSE

La presente relazione ha lo scopo di giustificare le scelte progettuali adottate il parco fotovoltaico da 18.992,40KWp da realizzare nel territorio comunale di Brindisi (BR).

L'impianto in questione si configura come una nuova centrale di produzione di energia elettrica.

Sul confine dell'area è posta la cabina di allaccio TERNA mentre all'interno dell'area sono installate cinque cabine di trasformazione collegate in anello. Gli elaborati grafici offrono una visione più dettagliata delle scelte progettuali adottate.

La progettazione degli impianti è stata effettuata nel rispetto delle leggi e delle norme vigenti in materia di sicurezza degli impianti elettrici.

Si richiamano, a solo scopo indicativo, i principali riferimenti normativi per la realizzazione delle opere relative agli impianti su indicati:

- DLgs 81/2008 in materia di prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge n° 186 del 1968: Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- Legge n° 791 del 1977: Requisiti di sicurezza dei materiali da utilizzare degli impianti B.T.;
- Decreto del Ministero per lo sviluppo economico n°37 del 2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quarterdecies, comma 13, lettera a), della legge n°248 del 02/12/2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
- Norma C.E.I 99-2: Impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV c.a.
- Norma C.E.I 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- Norma C.E.I 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norma C.E.I 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- Norma CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- Norma CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- Tabelle C.E.I-UNEL 35024 per la portata dei conduttori con posa in aria;
- Tabelle C.E.I-UNEL 35026 per la portata dei conduttori con posa interrata.



2 COMPONENTI DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Generatore fotovoltaico;
- Inverter distribuiti;
- Quadro parallelo Inverter;

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da 28560 moduli e si prevede di utilizzare 160 inverter di campo da 100kVA.

2.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il Generatore Fotovoltaico è costituito da 1596 stringhe di moduli FV.

Modello dei Moduli: HiKu7 Mono PERC 665W della CANADIAN SOLAR

Caratteristiche :

- Potenza unitario modulo : 665 Wp
- Silicio monocristallino;
- Tensione a circuito aperto : 45,60 V
- Corrente di corto circuito (Isc) : 18,51 A
- Tensione alla massima potenza (Vm) : 38,50 V
- Corrente alla massima potenza (Im) : 17,28 A
- Dimensioni del modulo : 2384 mm x 1303 mm x 35 mm

2.2 CONVERTITORE CC/CA

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'impianto utilizza n°160 inverter da 100kVA dalle seguenti caratteristiche tecniche:

- Marca: SUNGROW
- Modello: SG110CX
- Tipo fase Trifase

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

- VMppt min [V]: 200.00
- VMppt max [V]: 1'000.00
- Imax [A]: 260.00
- Vmax [V]: 1'100.00
- potenza MAX [W] : 100'000
- Numero MPPT: 9



PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

- Potenza nominale [W]: 100'000
- Tensione nominale [V]: 400
- Rendimento max [%]: 98.70
- Distorsione corrente [%]: 3
- Frequenza [Hz]: 50
- Rendimento europeo [%] 98.50

CARATTERISTICHE MECCANICHE

- Dimensioni LxPxH [mm]: 1051x660x362,5
- Peso [kg]89.00

Il sistema sarà dotato inoltre di un sistema per il monitoraggio e controllo di tutto il sistema.

2.3 QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA

Il quadro di parallelo stringhe consente di realizzare il parallelo delle stringhe per l'interfaccia con gli inverter. Saranno utilizzati quadri inverter che prevede la protezione di ogni stringa con fusibile e scaricatore di sovratensione.

3 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE

3.1 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C.

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze. In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è Statte.

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi Occorrerà verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze :

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$.
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

Nelle quali $V_{inv \text{ MPPT } \min}$ e $V_{inv \text{ MPPT } \max}$ rappresentano, rispettivamente i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv \max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a -130 mV /°C ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e +70°C, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a SCT (25° C).



Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono tutte rispettate con piena compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaico e l'inverter prescelto.

4 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

4.1 PROCEDURE DI CALCOLO

4.1.1 Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Dal punto di vista dell'inserimento architettonico, nel caso di applicazioni su coperture a falda, la scelta dell'orientazione e dell'inclinazione va effettuata tenendo conto che è generalmente opportuno mantenere il piano dei moduli parallelo o addirittura complanare a quello della falda stessa. Ciò in modo da non alterare la sagoma dell'edificio e non aumentare l'azione del vento sui moduli stessi. In questo caso, è utile favorire la circolazione d'aria fra la parte posteriore dei moduli e la superficie dell'edificio, al fine di limitare le perdite per temperatura.

4.1.2 Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;



- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

4.1.3 Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 0 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **METKA EGN Apulia S.r.l.**

Progetto per la realizzazione in Area SIN di un impianto fotovoltaico e relative opere di connessione alla RTN da realizzare nel comune di Brindisi (BR)

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70% e 120%.

Per dimensionamento si intende il rapporto di potenze tra l'inverter e il generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).



4.2 IMPIANTO

L'impianto, denominato "Impianto 1", è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione.

Ha una potenza totale pari a **18 992.40 kW** e una produzione di energia annua pari a **31 171 509.96 kWh**, derivante da 28 560 moduli che occupano una superficie di 88 707.36 m², ed è composto da 2 generatori.

4.2.1 Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Latitudine	40.6381°
Longitudine	17.9453°
Altitudine	15 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	1 668.03 kWh/m ²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	88 707.36 m ²
Numero totale moduli	28 560
Numero totale inverter	160
Energia totale annua	31 171 509.96 kWh
Potenza totale	18 992.40 kW
Potenza fase L1	6 330.80 kW
Potenza fase L2	6 330.80 kW
Potenza fase L3	6 330.80 kW
BOS	86.79 %

4.2.2 Energia prodotta

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è **31 171 509.96 kWh**.

Nel grafico si riporta l'energia prodotta mensilmente:



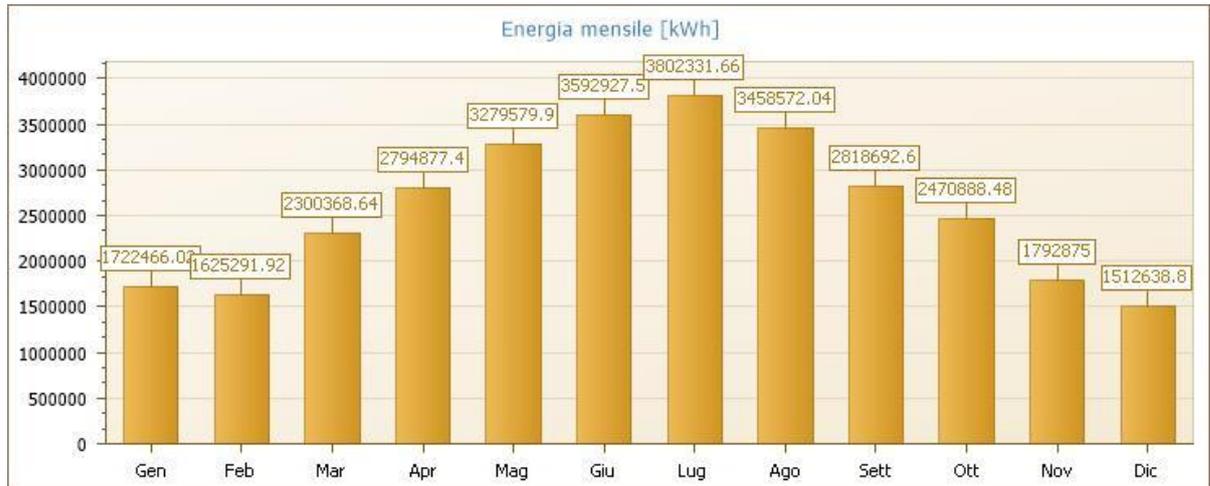


Fig. 3: Energia mensile prodotta dall'impianto

4.3 GENERATORE INVERTER 10 STRINGHE 17 MODULI

Il generatore, denominato "Inverter 10 stringhe 17 moduli", ha una potenza pari a **13 566.00 kW** e una produzione di energia annua pari a **22 265 364.53 kWh**, derivante da 20400 moduli con una superficie totale dei moduli di 63 362.40 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

4.3.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---°
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 974.84 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	279 543.10 m²
Estensione totale utilizzata	279 543.10 m²
Potenza totale	13 566.00 kW
Energia totale annua	22 265 364.53 kWh

Modulo	
Marca – Modello	Canadian Solar - HiKu7 Mono PERC
Numero totale moduli	20400
Numero di stringhe per ogni inverter	10
Numero di moduli per ogni stringa	17
Superficie totale moduli	63 362.40 m²

Inverter	
Marca – Modello	SUNGROW - SG110CX



Numero totale	120
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	88.46 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

4.3.2 Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (575.13 V) maggiore di V _{mppt} min. (200.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (698.59 V) minore di V _{mppt} max. (1 000.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (819.29 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1 100.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (819.29 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (185.10 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (260.00 A)	VERIFICATO



4.4 GENERATORE INVERTER 12 STRINGHE 17 MODULI

Il generatore, denominato "Inverter 12 stringhe 17 moduli", ha una potenza pari a **5 426.40 kW** e una produzione di energia annua pari a **8 906 145.43 kWh**, derivante da 8160 moduli con una superficie totale dei moduli di 25 344.96 m².

Il generatore ha una connessione trifase.

4.4.1 Scheda tecnica

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---°
Orientazione dei moduli (Azimut)	90°
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	1 974.84 kWh/m²
Numero superfici disponibili	1
Estensione totale disponibile	279 543.10 m²
Estensione totale utilizzata	279 543.10 m²
Potenza totale	5 426.40 kW
Energia totale annua	8 906 145.43 kWh

Modulo	
Marca – Modello	Canadian Solar - HiKu7 Mono PERC
Numero totale moduli	8160
Numero di stringhe per ogni inverter	12
Numero di moduli per ogni stringa	17
Superficie totale moduli	25 344.96 m²

Inverter	
Marca – Modello	SUNGROW - SG110CX
Numero totale	40
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	73.71 % (VERIFICATO)



Tipo fase	Trifase
-----------	----------------

4.4.2 Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 70 °C (575.13 V) maggiore di V _{mppt} min. (200.00 V)	VERIFICATO
V _m a 0 °C (698.59 V) minore di V _{mppt} max. (1 000.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (819.29 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1 100.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (819.29 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (222.12 A) inferiore alla corrente max. dell'inverter (260.00 A)	VERIFICATO

5 ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA

5.1 ILLUMINAZIONE GENERALE

Gli impianti di illuminazione dei locali tecnici sono stati progettati secondo quanto indicato dalla norma UNI 12464-1 in relazione ai livelli minimi di illuminamento. La tipologia di corpi illuminanti varia a seconda delle destinazioni d'uso degli ambienti e la scelta è legata alle lavorazioni specifiche che si svolgono in tali ambienti.

Il livello di illuminamento medio garantito ad un metro dal pavimento è:

- vani accessori, locali tecnici: 100 lux;

La scelta dei corpi illuminanti è legata alla destinazione d'uso degli ambienti e precisamente:

- plafoniere con grado di protezione IP65 per i locali tecnici.

5.2 ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA

L'impianto di illuminazione di sicurezza è stato studiato in conformità alle norme CEI 64-8 ed al D.M. 1° febbraio 1986, adottando lampade autonome di emergenza.



La tipologia di plafoniere varia a seconda del tipo di ambiente:

- plafoniere da 24W e kit inverter.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte effettuate.

6 F.M. E TERRA DI PROTEZIONE

6.1 QUADRERIE

L'impianto in questione è classificato dalla Norma C.E.I. 64-8 di tipo TN-S per la parte di impianto a monte dell'inverter mentre la parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT.

L'infrastruttura di rete BT avrà origine dal Quadro Generale Utenze di Centrale QUC e da tale quadro saranno poi derivate le linee di distribuzione per tutte le utenze di cantiere.

6.2 PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI

Per quanto riguarda, più in generale, la protezione delle linee elettriche di distribuzione si è operato in modo da coordinare le sezioni dei cavi con la taratura degli interruttori a monte.

La protezione dai sovraccarichi e dai cortocircuiti sarà garantita da interruttori magnetotermici con potere di interruzione come rilevabile dagli elaborati grafici degli schemi dei quadri.

Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti sono le seguenti:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45I_z$$

dove

- I_b = corrente di impiego del cavo
- I_N = corrente nominale dell'interruttore
- I_z = portata del conduttore
- I_f = corrente di sicuro funzionamento del dispositivo

La protezione dai contatti indiretti sarà effettuata tramite gli stessi dispositivi destinati alla protezione dal cortocircuito quando il sistema è di tipo TN-S.

La relazione che dovrà essere soddisfatta è la seguente:

$$Z_s \times I_a \leq U_o$$



dove

- Z_s = impedenza dell'anello di guasto
- I_a = corrente di intervento della protezione
- U_o = tensione nominale del sistema tra fase e terra

6.3 RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA

Il dimensionamento delle linee di alimentazione è stato effettuato assicurando il contenimento della caduta di tensione entro il 4% così come imposto dalla norma C.E.I. 64-8. Per il calcolo della portata effettiva delle condutture si è fatto invece riferimento alle Tabelle C.E.I.-UNEL 35024 per cavi con posa non interrata e 35026 per cavi con posa interrata.

La verifica della caduta di tensione è stata effettuata con la seguente formula indicata nella Norma C.E.I. 64-8:

$$\Delta V = (R I_b \cos \varphi + X I_b \sin \varphi) L$$

dove:

- R = resistenza del cavo per km
- X = reattanza del cavo per km
- I_b = corrente di impiego del cavo
- L = lunghezza della linea interessata

In valore percentuale deve essere:

$$(\Delta V/V) * 100 \leq 4\%$$

La determinazione della portata dei cavi è stata effettuata tenendo conto dei molteplici fattori che influenzano la portata dei cavi per la condizione di posa che si è scelto di adottare.

Per i cavi con posa interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35026:

- K_1 legato alle temperature del terreno diverse da 20°C;
- K_2 legato al numero di circuiti installati sullo stesso piano;
- K_3 legato al numero di strati;
- K_4 legato alla resistività termica del terreno;



$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

La portata effettiva del cavo è $I_z = I_z' \times K_{tot}$ dove I_z' è la portata teorica del cavo.

Per i cavi con posa non interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35024:

- K_1 legato al tipo di installazione;
- K_2 legato al tipo di posa numero di circuiti adiacenti;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2$$

La portata effettiva del cavo è $I_z = I_z' \times K_{tot}$ dove I_z' è la portata teorica del cavo.

Le linee di distribuzione principale saranno di tipo FG7OR 0,6/1kV a norma CEI 20-22 II e viaggeranno entro cavidotti interrati, mentre quelle di distribuzione secondaria nei locali tecnici entro tubazione in PVC a vista e saranno tipo N07V-K a norma CEI 20-22 II.

6.4 RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttore e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

- $I_b \leq I_N \leq I_z$ ed $I_f \leq 1,45 I_z$
- $I_{cn}(\text{interruttore}) \geq I_{cc}(\text{linea})$
- $(I^2t) \leq K^2 S^2$ dove I^2t è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito in (A^2s).

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_b risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaico in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f possono entrambe essere uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttore e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.



6.5 RETE DI PROTEZIONE DI TERRA

Il sistema di distribuzione adottato è TN-S a monte dell'inverter ed i conduttori di protezione per le utenze indicate in progetto dovranno avere sezione uguale al conduttore di fase, a meno delle riduzioni ammesse dalle norme CEI e comunque chiaramente indicate sugli elaborati di progetto.

I parametri caratteristici presi in considerazione nella progettazione dell'impianto di terra sono:

- valore della corrente di guasto a terra $I_g = 70$ A (valore da confermare in sede di esecuzioni lavori);
- durata del guasto a terra;
- caratteristiche del terreno.

Partendo dalla corrente di guasto a terra e dal tempo di intervento delle protezioni dalla norma C.E.I. 99-3, e precisamente dal grafico di figura 9-1, si deduce che la tensione di contatto limite U_{TP} dovrà essere non superiore a 230V e che quindi l'impianto di terra da realizzare dovrà consentire l'ottenimento di tale valore limite. Quindi considerato che:

$$V = R_T \times I_g \leq 230 \text{ V}$$

L'impianto di terra dovrà avere una tensione limite pari a :

$$R_T \leq 230 / I_g \approx 3,3 \Omega$$

Per tale impianto sarà costituito da picchetti in pozzetti ispezionabili collegati tra loro con una corda di rame interrata del diametro di 35mmq. Per il calcolo della resistenza di terra si è considerato una resistività del terreno di $\rho_e=100 \Omega\text{m}$, così come indica la norma C.E.I. 99-3, e una resistenza di terra per la corda di rame pari a:

$$R_T = (\rho_e / \pi L) + \ln(2L/d)$$

dove

- L = lunghezza della corda
- d = diametro del conduttore

A vantaggio si considera solo il contributo della corda di rame.

Numericamente

$$R_T = 2,7 < 3,3 \Omega$$



I dispersori devono essere interrati ad una profondità non inferiore a 0,5m sotto il livello del terreno, a corda di rame nudo deve essere posizionata ad una profondità di 0,5m e deve distanziare dal corpo di fabbrica non meno di 1m.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

La parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT e quindi tutte le strutture e le parti metalliche saranno collegate alla rete di terra.

7 APPENDICE A

7.1.1 Moduli utilizzati

DATI GENERALI

Codice	M.D.001
Marca	Canadian Solar
Modello	HiKu7 Mono PERC
Tipo materiale	Si monocristallino
Prezzo [€]	0.00

CARATTERISTICHE ELETTRICHE IN CONDIZIONI STC

Potenza di picco [W]	665.0 W
Im [A]	17.28
Isc [A]	18.51
Efficienza [%]	20.50
Vm [V]	38.50
Voc [V]	45.60

ALTRE CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Coeff. Termico Voc [%/°C]	-0.2275
Coeff. Termico Isc [%/°C]	0.040
NOCT [°C]	43.0
Vmax [V]	1 500.00

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Lunghezza [mm]	2 384.00
Larghezza [mm]	1 303.00



Superficie [m ²]	3.106
Spessore [mm]	35.00
Peso [kg]	34.40
Numero celle	132

8 APPENDICE B

8.1.1 Inverter utilizzati

DATI GENERALI

Codice	I.D.002
Marca	SUNGROW
Modello	SG110CX
Tipo fase	Trifase
Prezzo [€]	0.00

PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO

VMppt min [V]	200.00
VMppt max [V]	1 000.00
I _{max} [A]	260.00
V _{max} [V]	1 100.00
potenza MAX [W]	100 000
Numero MPPT	9

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	100 000
Tensione nominale [V]	400
Rendimento max [%]	98.70
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.50

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Dimensioni LxPxH [mm]	1051x660x362,5
-----------------------	-----------------------



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **METKA EGN Apulia S.r.l.**

Progetto per la realizzazione in Area SIN di un impianto fotovoltaico e relative opere di connessione alla RTN da realizzare nel comune di Brindisi (BR)

Peso [kg]

89.00

CERTIFICAZIONI

Certificazioni

IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, AS/NZS 4777.2:2015, CEI 0-16 2019, VDE 0126-1-1/A1 VFR 2019, UTE C15-712-1:2013, DEWA, UNE 206007-1/RD 1699, UNE 217001, P.O. 12.3, Israel certificate, G99

