

IMPIANTO ELETTRICO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

(Decreto 22 gennaio 2008, n. 37)

RAGIONE SOCIALE

ZECCHINON CUCINE COMPONENTI S.R.L.

INDIRIZZO

VIA CASTELLO, 133
31020 SERNAGLIA DELLA BATTAGLIA (TV)

OGGETTO

PIANO DI RIQUALIFICAZIONE CON AMPLIAMENTO DELLA SEDE AZIENDALE

INDIRIZZO

VIA CASTELLO, 133
31020 SERNAGLIA DELLA BATTAGLIA (TV)



SOMMARIO

PREMESSA.....	4
DATI DI PROGETTO.....	5
Dati di progetto di carattere generale.....	5
Dati di progetto relativi all'utilizzazione dell'opera.....	6
Dati di progetto relativi alle influenze esterne.....	6
Dati di progetto relativi all'impianto elettrico.....	7
PRESTAZIONI RICHIESTE.....	9
DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO.....	9
Generatore fotovoltaico.....	9
Apparecchiatura lato continua.....	10
Convertitori.....	10
Apparecchiature lato alternata.....	11
Cavi.....	12
Collegamento alla rete elettrica del Distributore.....	12
PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA.....	13
Dispositivo di generatore.....	13
Dispositivo di interfaccia.....	13
Dispositivo generale.....	13
VERIFICA FUNZIONALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	14
Verifica di accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione.....	14
Calcolo perdite di carico nei cavi e nelle apparecchiature lato c.c.....	15
Calcolo perdite di carico nei cavi e nelle apparecchiature lato c.a.....	16
Dati sul luogo di installazione.....	18
Calcolo della producibilità.....	18
Emissioni evitate.....	19
PROTEZIONI DELL'IMPIANTO ELETTRICO.....	20
Sovraccarichi e cortocircuiti.....	20
Effetto isola elettrica.....	21
Sovratensioni di origine atmosferica.....	21



Contatti diretti	21
Contatti indiretti	21
Impianto di messa a terra.....	22
DISPOSIZIONI PER LA SICUREZZA DEI LAVORATORI	23
VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE.....	24
NORMATIVA DI RIFERIMENTO	25



PREMESSA

La presente relazione fornisce tutte le indicazioni sulla consistenza e tipologia dell'impianto fotovoltaico da installarsi sul tetto di un edificio ad uso direzionale, situato nel comune di Sernaglia della Battaglia (TV), in via della Castello, 133, per conto del Committente Zecchino Cucine Componibili s.r.l..

Tutta la documentazione di progetto è stata realizzata in conformità alla guida CEI 0-2 "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici".

Il progetto si rende obbligatorio ai sensi del D.M. 37/08.



DATI DI PROGETTO

Dati di progetto di carattere generale

Pos.	Dati	Valori forniti dal committente e/o assunti per lo sviluppo del progetto	Note
	<ul style="list-style-type: none">• Committente	Zecchino Cucine Componibili s.r.l.	
	<ul style="list-style-type: none">• Denominazione dell'edificio, opera o applicazione	<ul style="list-style-type: none">• Impianto fotovoltaico su edificio ad uso direzionale	
	<ul style="list-style-type: none">• Scopo del lavoro	<ul style="list-style-type: none">• Progetto definitivo	
	<ul style="list-style-type: none">• Principali leggi di riferimento	<ul style="list-style-type: none">• D. Lgs. 81-08• Legge 186/68• D.M. 16/02/82• D.M. 37/08• D.M. 5 maggio 2011	
	<ul style="list-style-type: none">• Principali norme tecniche impiantistiche di riferimento	<ul style="list-style-type: none">• CEI 64-8• CEI 81-3• CEI 82-25• CEI EN 62305-1• CEI EN 62305-2• CEI EN 62305-3• CEI EN 62305-4• Tabelle CEI-UNEL	
	<ul style="list-style-type: none">• Altre informazioni di carattere generale	<ul style="list-style-type: none">• Lavori di ampliamento e riqualificazione della sede aziendale	

Dati di progetto relativi all'utilizzazione dell'opera

Pos.	Dati	Valori forniti dal committente e/o assunti per lo sviluppo del progetto	Note
	<ul style="list-style-type: none"> • Destinazione d'uso 	<ul style="list-style-type: none"> • Edificio direzionale 	

Dati di progetto relativi alle influenze esterne

Pos.	Dati	Valori forniti dal committente e/o assunti per lo sviluppo del progetto	Note
	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura minima/massima all'interno degli edifici • Temperatura minima/massima all'aperto • Temperatura minima/massima dei moduli fotovoltaici 	<ul style="list-style-type: none"> • +5 °C / +35 °C • -20 °C / +40 °C • -10 °C / +70 °C 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Formazione di condensa 	<ul style="list-style-type: none"> • NO 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Altitudine (indicare se maggiore o minore di 1000 m) 	<ul style="list-style-type: none"> • < 1000 m 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Presenza di corpi solidi estranei • Presenza di polvere 	<ul style="list-style-type: none"> • SI • NO 	<ul style="list-style-type: none"> • IP55 all'esterno

	Presenza di liquidi: <ul style="list-style-type: none"> • tipo di liquido (indicare tra le seguenti gradualità): • trascurabile • possibilità di stillicidio (caduta di gocce) • esposizione alla pioggia • esposizione agli spruzzi • possibilità di getti d'acqua 	<ul style="list-style-type: none"> • Acqua • NO (all'esterno) • All'esterno • All'esterno • NO • NO 	
--	---	---	--

Dati di progetto relativi all'impianto elettrico

Pos.	Dati	Valori forniti dal committente e/o assunti per lo sviluppo del progetto	Note
	Tipo di intervento: <ul style="list-style-type: none"> • nuovo impianto • ampliamento • trasformazione 	<ul style="list-style-type: none"> • Nuovo impianto elettrico di produzione di energia elettrica dalla fonte solare • NO • NO 	
	Limiti di competenza	Dal generatore al collegamento alla rete elettrica	
	Dati dell'alimentazione elettrica: <ul style="list-style-type: none"> • punto di consegna • tensione nominale (Un) e max. variazione lato utilizzatore • frequenza nominale e max. variazione lato utilizzatore • sistema di distribuzione lato generatore 	<ul style="list-style-type: none"> • Media Tensione • 20 kV \pm 10% • 50 Hz \pm 5% • sistema TN 	

	<ul style="list-style-type: none"> • sistema di distribuzione lato utilizzatore • tensione nominale del generatore fotovoltaico a valle degli inverter • frequenza nominale del generatore fotovoltaico a valle degli inverter 	<ul style="list-style-type: none"> • 1° categoria, sistema TT • 230 V • 50 Hz 	
	<p>Dati dell'autoproduzione:</p> <ul style="list-style-type: none"> • autoproduzione • alimentazione di riserva • alimentazione di emergenza • alimentazione di continuità 	<ul style="list-style-type: none"> • Impianto fotovoltaico da 3.457,2 Wp • Nessuna • Nessuna • Nessuna 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Misura dell'energia elettrica 	<ul style="list-style-type: none"> • A valle degli inverter del generatore fotovoltaico per la misura dell'energia prodotta ai sensi del DM 5 maggio 2011 	
	<p>Massime cadute di tensione:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Montanti di stringa (dal generatore agli inverter) • Collegamento del generatore fotovoltaico alla rete 	<ul style="list-style-type: none"> • Max 2 % • Max 2 % 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Sezioni minime dei conduttori 	<ul style="list-style-type: none"> • Come da norme CEI 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Elenco e ubicazione dei componenti 	<ul style="list-style-type: none"> • Vedasi elaborati grafici 	



PRESTAZIONI RICHIESTE

Le prestazioni garantite dall'opera in oggetto sono in sintesi le seguenti:

- elevata sicurezza delle persone e delle cose, grazie all'adozione di soluzioni impiantistiche in linea con le prescrizioni normative;
- continuità di servizio e limitazione del guasto a settori limitati dell'impianto, attraverso una suddivisione del generatore e dei gruppi di conversione in grado di garantire produzione di energia anche nel caso di fuori servizio parziale dell'impianto fotovoltaico;
- manutenibilità, attraverso la scelta di componenti facilmente reperibili sul mercato e soluzioni installative che facilitino, per quanto possibile, la manutenzione.

DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico si prevede formato da 603 moduli fotovoltaici in silicio policristallino da 4,3 Wp, cablati in n. 12 distinte stringhe da 67 moduli ciascuna.

Le stringhe sono protette e sezionate all'interno del quadro di campo QC, il quale ne effettua il parallelo che costituisce l'alimentazione dell'MPPT montato a bordo dell'inverter.

L'impianto fotovoltaico viene trattato come sistema TT (norma CEI 64-8), in quanto l'inverter non è dotato di trasformatore di isolamento (non richiesto dalla "Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione" essendo l'impianto inferiore ai 20 kWp e con un numero di inverter inferiore a 3).

I collegamenti dei moduli atti a formare le stringhe sono effettuati utilizzando il cavo di serie ai moduli e i connettori stagni ad innesto rapido protetti contro l'inversione di polarità, anch'essi di serie ai moduli.

In condizioni standard STC (irraggiamento pari a 1000 W/mq, temperatura di 25° C, AM= 1.5), le caratteristiche delle stringhe sono:

- Tensione a vuoto Voc: 333,66 V;
- Tensione di massima potenza Vmp: 267,63 V;
- Corrente di corto circuito Isc: 1,146 A;
- Corrente di massima potenza Imp: 1,09 A.



I moduli fotovoltaici saranno conformi alla norma IEC 61215 e alla norma IEC 61730, come previsto dal D.M. 5 maggio 2011, allegato 1.

Apparecchiatura lato continua

L'apparecchiatura del lato in corrente continua dell'impianto, è il quadro di campo **+QC** che effettua la protezione e il sezionamento delle stringhe.

Il quadro è composto dalle seguenti apparecchiature:

- N. 12 sezionatori portafusibile $V_n = 1000 \text{ Vcc}$, $I_n = 20 \text{ Acc}$;
- N. 12 fusibili $V_n = 900 \text{ Vcc}$, $I_n = 10 \text{ A}$;
- N. 12 diodi di blocco contro l'inversione di polarità, $V_n = 1000 \text{ V}$;
- N. 1 interruttore di manovra - sezionatore per corrente continua $V_n = 1000 \text{ Vcc}$, $I_n = 30 \text{ A}$, categoria di utilizzo DC-21A;
- N. 1 scaricatore di sovratensione Eaton Moeller SPP2PA-600-2P+1PE $I_n = 15 \text{ kA}$, $I_{max} = 30 \text{ kA}$ (8/20 μS), $U_p = \leq 5 \text{ kV} / \leq 3 \text{ kV}$ (L+L-I/LPE).

Il quadro sarà costituito da un involucro in materiale plastico con grado di protezione IP65 e sarà montato all'interno dell'edificio al piano terra, vicino all'inverter.

Convertitori

Gli inverter, o convertitori, costituiscono il gruppo di conversione del sistema fotovoltaico.

Il gruppo di conversione è costituito da n. 1 inverter di marca SMA mod. SB 3000 TL.

Tale convertitore è idoneo ad iniettare l'energia prodotta nella rete del Distributore, trasformando la forma d'onda della corrente da continua ad alternata alla frequenza di rete.

La taglia dell'inverter è scelta valutando la connessione monofase al Distributore e la potenza nominale del campo fotovoltaico, nonché la curva di rendimento del convertitore, scegliendo la macchina in grado di avere la maggior efficienza in base alla configurazione dell'impianto.

La macchina scelta, inoltre, assolve autonomamente ai seguenti obblighi, senza ausilio di componenti esterni:

- interfaccia di rete integrata, essendo l'impianto all'interno del limite dei 20 kW e avente un numero di inverter contenuto entro i 3 ("Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione" cap. F.7.3 e, prima, DK 5950 art. 8.3);



- fattore di potenza pari 1 ("Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione" cap. F.13 art. 2.3.2.1 e, prima, DK 5940 art. 6).

In particolare, il dispositivo di interfaccia integrato nell'inverter ("Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione" cap. F.7.3 e, prima, DK 5950 art. 8.3), deve provocare il distacco del sistema fotovoltaico dalla rete elettrica in modo da preservare sia la rete stessa che l'impianto generatore da guasti che avvengano sulla rete del Distributore.

La taratura dei parametri per il riconoscimento del guasto sarà, in accordo con la "Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione" cap. F.7.3 tabella F.3, la seguente:

- massima tensione: 276 V – 0,1 s
- minima tensione: 184 V – 0,2 s
- massima frequenza: 50,3 Hz – 0,1 s
- minima frequenza: 49.7 Hz – 0,1 s

Apparecchiature lato alternata

L'apparecchiatura del lato in corrente alternata dell'impianto, è il quadro di protezione dell'inverter lato corrente alternata **+QPA**, che contiene la protezione dell'uscita del convertitore, in aggiunta alla protezione integrata nello stesso, permettendone il sezionamento dalla rete di distribuzione.

Il quadro è composto da:

- n. 1 interruttore magnetotermico bipolare $V_n = 230$ V, $I_n = 25$, P.d.l. 4,5 kA;
- n. 1 interruttore differenziale bipolare $V_n = 415$ V, $I_n = 63$ A, $I_{dn} = 0,3$ A in classe A.

Il quadro sarà costituito da un involucro in materiale plastico con grado di protezione IP65 e sarà montato all'interno dell'edificio vicino all'inverter.

Un'ulteriore interruttore magnetotermico sarà installato nel quadro generale d'utenza (**+QG**), nel punto di collegamento dell'impianto fotovoltaico all'impianto dell'utente.

Tale dispositivo servirà, oltre come protezione aggiuntiva del montante in c.a. prima del collegamento in rete, anche come sezionamento dello stesso ed avrà le seguenti caratteristiche:

- interruttore magnetotermico bipolare $I_n = 25$, P.d.l. 4,5 kA.

A valle del quadro **+QPA** sarà installato un gruppo per la misura dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, ai sensi del DM 5 maggio 2011, la cui posizione "è concordata con il produttore sulla



base di scelte razionali” e comunque “il più vicino possibile agli apparati di conversione della potenza da continua ad alternata”, come indicato all’art. 5 dell’allegato A della delibera AEEG 88/07.

Secondo la delibera AEEG 88/07 all. A all’art. 6, le apparecchiature installate per la misura dell’energia elettrica prodotta, indipendentemente dall’attribuzione di responsabilità del servizio di misura, devono almeno:

- essere in grado di rilevare la misura dell’energia elettrica prodotta su base oraria;
- essere dotati di dispositivi per l’interrogazione e l’acquisizione per via telematica delle misure da parte del gestore di rete con cadenza minima mensile.

Cavi

I cablaggi del lato in corrente continua avverranno con cavi solari del tipo FG21M21, appositamente realizzati per impianti fotovoltaici, dato che sono in grado di sopportarne le condizioni di lavoro.

Ogni stringa sarà formata con cavi della sezione di 2,5 mmq (dal campo fotovoltaico al quadro di campo).

Le portate dei cavi solari sono abbondanti rispetto alle correnti in gioco, pertanto l’aspetto che pregiudica la scelta della sezione è il contenimento delle perdite di potenza.

I collegamenti tra l’uscita dell’inverter e il quadro **+QPA** e tra quest’ultimo e il collegamento in rete, saranno invece realizzati con cavi unipolari N07V-K da 6 mmq.

I cavi dell’impianto per i circuiti in c.c. saranno realizzati con cavi solari con tensione nominale 0.9/1.5 kV in c.c.

Le sezioni sono valutate, oltre che per contenere le perdite e la caduta di tensione, anche considerando le portate, con riferimento alle tabelle di posa CEI UNEL 35024/1, tenendo conto che deve essere sempre verificata la condizione (norma CEI 64-8):

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Collegamento alla rete elettrica del Distributore

Il collegamento in rete dell’impianto fotovoltaico avverrà in corrispondenza del quadro generale d’utenza (**+QG**).



PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

La protezione sul collegamento alla rete elettrica sarà conforme alle prescrizioni della norma CEI 11-20 e della "Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione".

Essa si articola su tre fronti:

- dispositivo di generatore;
- dispositivo di interfaccia;
- dispositivo generale.

Dispositivo di generatore

L'inverter è protetto internamente contro il sovraccarico e il corto circuito, tale accorgimento consente il distacco dalla rete elettrica in caso di guasto.

Tale protezione intrinseca ad ogni inverter viene rinforzata con l'installazione di un interruttore magnetotermico-differenziale sull'uscita.

Dispositivo di interfaccia

Il dispositivo di interfaccia, vista la configurazione dell'impianto, è interno al convertitore ("Guida alle connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione") e deve provocare il distacco del sistema fotovoltaico dalla rete elettrica in modo da preservare sia la rete stessa che l'impianto generatore da guasti che avvengano sulla rete del distributore.

La taratura dei parametri per il riconoscimento del guasto sarà, in accordo con la "Guida alle connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione" Cap. F.7.3, la seguente:

- massima tensione: 276 V – 0,1 s
- minima tensione: 184 V – 0,2 s
- massima frequenza: 50,3 Hz – 0,1 s
- minima frequenza: 49.7 Hz – 0,1 s

Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare la rete nei confronti del sistema fotovoltaico.



Tale dispositivo deve essere uno sganciatore di massima corrente e sarà costituito dalla protezione generale magnetotermica del montante fotovoltaico, nel punto di collegamento alla rete elettrica del Distributore all'interno del quadro generale +QG.

VERIFICA FUNZIONALE IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Verifica di accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione

La composizione elettrica delle stringhe di moduli, per il corretto accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione, deve essere tale da rispettare la finestra di tensioni di connessione/disconnessione dell'inverter, al fine di massimizzare le prestazioni dell'impianto ed evitare disconnessioni in momenti potenzialmente produttivi, considerando che la tensione ai capi di ogni stringa di moduli varia proporzionalmente al variare della temperatura dei moduli, scostandosi anche sensibilmente rispetto alle condizioni STC (Standard Test Conditions), rappresentate da una temperatura dei moduli fotovoltaici di 25° C e da un irraggiamento sul piano degli stessi di 1000 W/mq.

Inoltre, la tensione a circuito aperto di ogni stringa deve essere inferiore a quella massima sopportabile dall'inverter.

Pertanto devono essere verificate le seguenti condizioni:

$$V_{\min \text{ stringa}} \geq V_{\text{MPP min inv}};$$

$$V_{\text{MAX stringa}} \leq V_{\text{MPP MAX inv}};$$

$$V_{\text{OC stringa}} < V_{\text{MAX inv}};$$

Il dimensionamento viene effettuato considerando la variazione percentuale, fornita dal costruttore dei moduli, dei parametri di tensione al variare della temperatura rispetto alle condizione STC e considerando come estremi di temperatura dei moduli fotovoltaici la finestra.

-10° C ÷ +70° C:

$$V_{\min (70^\circ \text{C}) \text{ stringa}} = 211,0 \text{ V} > V_{\text{MPP min inv}} = 125 \text{ V};$$

$$V_{\text{MAX } (-10^\circ \text{C}) \text{ stringa}} = 312,4 \text{ V} < V_{\text{MPP MAX inv}} = 440 \text{ V};$$

$$V_{\text{OC } (-10^\circ \text{C}) \text{ stringa}} = 379,4 \text{ V} < V_{\text{MAX inv}} = 550 \text{ V}.$$



La corrente di ogni stringa non deve superare il valore di corrente massima all'ingresso dell'MPPT dell'inverter:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ingmax}}$$

$$I_{\max} = 12 \times I_{\text{sc}} = 12 \times 1,146 = 13,752 \text{ A} < I_{\text{ingmax}} = 17 \text{ A}$$

Calcolo perdite di carico nei cavi e nelle apparecchiature lato c.c.

Per poter valutare il rendimento complessivo dell'impianto in condizioni di funzionamento nominali, occorre valutare tra le altre anche le perdite per effetto Joule.

La valutazione delle perdite in corrente continua per dissipazione di calore (P_{DIS}), si esegue considerando le condizioni STC (irraggiamento= 1000 W/mq, temperatura= 25° C, AM= 1,5), la lunghezza dei cavi e la loro resistenza caratteristica (UNEL 35023-70):

$$P_{\text{DIS}} = n \times r \times L \times I^2 \times 2$$

Dove:

- n = numero di stringhe del generatore fotovoltaico e/o dei cavi di serie ai moduli;
- P_{DIS} = potenza persa per effetto Joule in W;
- r = resistenza caratteristica del cavo in Ω/m ;
- L = lunghezza dei cavi in m;
- I = corrente di stringa e/o di parallelo stringhe alla massima potenza in condizioni STC, in A
- 2 = numero che tiene conto del ritorno della corrente attraverso il polo negativo

Considerando:

- le lunghezze dei conduttori a corredo dei moduli fotovoltaici, pari a 0,25 m per modulo, di sezione 2,5 mmq,
- le lunghezze medie dei conduttori nel cablaggio della stringa, pari a circa 25 m, di sezione 2,5 mmq,
- la temperatura ambiente di $\theta_1 = 40^\circ \text{ C}$ che influenza la resistenza del cavo rispetto ai valori di riferimento alla temperatura $\theta_0 = 20^\circ \text{ C}$ della tabella UNEL 35023-70

ricavando il nuovo valore di resistenza attraverso la formula $r_{40^\circ \text{C}} = r_{20^\circ \text{C}} \times [1 + \alpha(\theta_1 - \theta_0)]$, dove $\alpha = 0,039$ per i conduttori in rame.



Dai calcoli effettuati si sono calcolate le seguenti perdite di potenza sul lato c.c.:

$$\begin{aligned} P_{DISconduttori} &= P_{DIScavimoduli} + P_{DISstringhe} \\ &= 6,11 \text{ W} + 9,11 \text{ W} = 15,22 \text{ W} \end{aligned}$$

Considerando inoltre la dissipazione dei quadri in corrente continua, valutata nell'ordine del 15% di $P_{DISconduttori}$, si calcola la seguente perdita di potenza:

$$P_{DISquadri} = P_{DISconduttori} \times 15\% = 2,28 \text{ W}$$

Le perdite totali sul lato in corrente continua sono date dalla seguente somma:

$$P_{DIS} = P_{DISconduttori} + P_{DISquadri} = 17,50 \text{ W}, \text{ pari allo } 0,506\% \text{ della potenza nominale dell'impianto.}$$

Calcolo perdite di carico nei cavi e nelle apparecchiature lato c.a.

La valutazione delle perdite in corrente alternata per dissipazione di calore (P_{DIS}), si esegue considerando allo stesso modo del lato in corrente continua, le condizioni STC, la lunghezza dei cavi e la loro resistenza caratteristica (UNEL 35023-70):

$$P_{DIS} = 2 \times r \times L \times I^2$$

Dove:

- 2= numero di conduttori (fase + neutro);
- P_{DIS} = potenza persa per effetto Joule in W;
- r= resistenza caratteristica del cavo in ohm/m;
- L= lunghezza dei cavi in m;
- I= corrente in A

Considerando:

- le lunghezze medie dei conduttori del lato in corrente alternata, pari a circa 3 m, di sezione 6 mmq,



- la temperatura ambiente di $\theta_1 = 30^\circ \text{C}$ che influenza la resistenza del cavo rispetto ai valori di riferimento alla temperatura $\theta_0 = 20^\circ \text{C}$ della tabella UNEL 35023-70

ricavando il nuovo valore di resistenza attraverso la formula $r_{20^\circ\text{C}} = r_{20^\circ\text{C}} \times [1 + \alpha(\theta_1 - \theta_0)]$, dove $\alpha = 0,039$ per i conduttori in rame.

Considerando la corrente massima sul lato in corrente alternata in condizioni STC, pari a:

$$I_n = P_{\max} / (V_n \times \cos\phi) = 3.457,20 / (230 \times 1) = 15,03 \text{ A}$$

Dove:

- V_n = tensione nominale di fase del sistema in c.a.
- $\cos\phi$ = coseno dell'angolo di sfasamento tra tensione e corrente

dai calcoli effettuati si sono calcolate le seguenti perdite di potenza sul lato c.a.:

$$P_{\text{DISconduttori}} = 4,23 \text{ W}$$

Considerando inoltre la dissipazione dei quadri in corrente alternata, valutata nell'ordine del 10% di $P_{\text{DISconduttori}}$, si calcola la seguente perdita di potenza:

$$P_{\text{DISquadri}} = P_{\text{DISconduttori}} \times 10\% = 0,423 \text{ W}$$

Le perdite totali sul lato in corrente alternata sono date dalla seguente somma:

$$P_{\text{DIS}} = P_{\text{DISconduttori}} + P_{\text{DISquadri}} = 4,653 \text{ W}, \text{ pari allo } 0,135\% \text{ della potenza nominale dell'impianto.}$$



Dati sul luogo di installazione

L'impianto sarà installato nel Comune di Treviso (TV), il luogo di installazione ha le seguenti caratteristiche:

- altitudine: 15 m
- latitudine: 45°52'55"
- longitudine: 12°08'49"
- inclinazione dei moduli fotovoltaici: 22° rispetto all'orizzontale
- azimut: 62° (considerando il sud a 0°)
- riferimento dati di irraggiamento solare: UNI 10349
- fattore di albedo: 0,2

Calcolo della producibilità

La producibilità dell'impianto è calcolata utilizzando i dati di irraggiamento della norma UNI 10349, secondo il metodo di calcolo della norma UNI 8477 e considerando un fattore di albedo (riflessione da parte dell'ambiente circostante) pari a 0,2.

Per il calcolo del rendimento complessivo (BOS, Balance of sistem), che influenza la producibilità dell'impianto, si considerano i seguenti parametri:

Perdite	Valore
Perdite per ombreggiamento	5,000 %
Perdite nel processo di conversione fotovoltaica (mismatching)	5,000 %
Perdite per aumento di temperatura	2,000 %
Perdite nell'impianto di corrente continua (come da calcolo)	0,506 %
Perdite inverters ($1-\eta_{\epsilon}$)	3,500 %
Perdite nell'impianto di corrente alternata (come da calcolo)	0,135 %
Altre perdite (riflessione, sporcizia, tolleranze ecc.)	3,500 %
Totale perdite (Per_{TOT})	19,641 %

$$BOS \text{ (Balance of sistem)} = 100 - Per_{TOT} = 80,359\%$$



L'energia totale **E** prodotta dall'impianto si calcola come:

$$E = P \times Irr / 1000 \times BOS \quad [\text{kWh/anno}]$$

dove

- Irr = Irraggiamento medio annuo sul luogo di installazione = 1442,80 kWh/m²/anno
- BOS = Balance of sistem (rendimento complessivo impianto)

PRODUCIBILITA' MEDIA ANNUA

$$E = 3.457,20 \times 1.442,80 / 1000 \times 80,359\% = 4.008,35 \text{ kWh/anno}$$

Emissioni evitate

L'installazione dell'impianto consente di ridurre le emissioni inquinanti in atmosfera secondo la seguente tabella annuale:

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO ₂)	7,73 kg
Ossidi di azoto (NO _x)	2,58 kg
Polveri	0,30 kg
Anidride carbonica (CO ₂)	1,85 t
Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H ₂ S) (fluido geotermico)	0,17 kg
Anidride carbonica (CO ₂)	0,02 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP)	0,75 TEP



PROTEZIONI DELL'IMPIANTO ELETTRICO

Sovraccarichi e cortocircuiti

Lato corrente continua

La protezione contro i sovraccarichi e i corto circuiti dei cavi delle stringhe e dei pannelli è intrinseca alle caratteristiche del generatore, in quanto la corrente di corto circuito è di poco superiore a quella nominale dei moduli; la portata dei cavi è nettamente superiore a $1.25 I_{SCCTC}$ in qualsiasi punto (norma CEI 64-8 art. 712.433.1), valore che si assume in forma cautelativa.

Pertanto è sufficiente che sia verificata la condizione **$I_b \leq I_z$** .

Lato corrente alternata

I conduttori che costituiscono gli impianti devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi o da corto circuiti.

La protezione contro i sovraccarichi è stata effettuata in ottemperanza alle prescrizioni della norma CEI 64-8. In particolare i conduttori sono scelti in modo che la loro portata (**I_z**) sia superiore o almeno uguale alla corrente di impiego (**I_b** , valore di corrente calcolato in funzione della massima potenza assorbita dai conduttori in regime permanente).

Gli interruttori automatici magnetotermici da installare a loro protezione devono avere una corrente nominale (**I_n**) compresa fra la corrente di impiego del conduttore (**I_b**) e la sua portata nominale (**I_z**) ed una corrente in funzionamento (**I_f**) minore o uguale a 1,45 volte la portata (**I_z**).

In tutti i casi devono essere soddisfatte le seguenti relazioni (CEI 64-8/4 Art.413.1.4.2):

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

La seconda delle due disuguaglianze sopra indicate è automaticamente soddisfatta nel caso di impiego di interruttori automatici conformi alle norme CEI 23-3 e CEI 17-5.

Gli interruttori automatici magnetotermici devono interrompere le correnti di corto circuito che possono verificarsi nell'impianto per garantire che nel conduttore protetto non si raggiungano temperature pericolose secondo la relazione (CEI 64-8/4 Art.434.3, 434.3.1, 434.3.2 e 434.2):

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

Essi devono avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione, che si suppone ai fini della sicurezza di 4,5 kA.



La sezione del cavo inoltre va commisurata anche alla lunghezza del circuito in modo che la caduta di tensione lungo il montante in c.a non superi il 2% della tensione nominale del generatore.

Effetto isola elettrica

Il dispositivo di interfaccia integrato provoca il distacco del sistema fotovoltaico dalla rete elettrica alla mancanza della tensione di rete, evitando il rischio dell'”effetto isola elettrica”.

Sovratensioni di origine atmosferica

L'impianto fotovoltaico non modifica la volumetria dell'edificio, pertanto non aumenta in modo significativo il rischio dovuto a fulminazione diretta.

Eventuali fulminazioni indirette in prossimità dell'edificio, potrebbero però provocare un concatenamento del flusso magnetico dovuto alla corrente di fulmine attraverso i cavi di stringa, con rischio di guasto ai componenti, in particolare all'inverter.

Ai fini di una maggiore sicurezza, si prevedono gli scaricatori di sovratensione sul lato c.c. in corrispondenza del parallelo stringhe; per quanto riguarda il lato c.a., la funzione di protezione sarà svolta dagli scaricatori di sovratensione che saranno installati sull'impianto d'utenza.

Contatti diretti

Gli isolamenti impiegati devono essere idonei alle tensioni di impiego e in grado di sopportare gli sforzi meccanici derivanti dal normale impiego.

Le parti attive devono essere poste entro contenitori in grado di garantire la protezione in tutte le direzioni, ed assicurare un grado di protezione minimo IPXXB ; i coperchi, portelli, ripari devono essere asportabili solo con operazioni volontarie se danno accesso a parti in tensione con protezione inferiore a IPXXB.

Contatti indiretti

Lato corrente continua

L'impianto di generazione, vista l'assenza di trasformatori di isolamento a bordo dell'inverter, è classificabile come sistema TT.



I componenti sono in classe II (moduli, cavi, quadro di campo QC), pertanto il generatore è intrinsecamente protetto contro i contatti indiretti; non ci saranno collegamenti a terra di componenti del lato c.c. in quanto non saranno presenti strutture metalliche di sostegno.

Lato corrente alternata

Il sistema a corrente alternata è costituito essenzialmente dall'involucro del quadro di protezione dell'uscita dell'inverter (QPA), realizzato in classe II, non è quindi richiesta la messa a terra.

Impianto di messa a terra

L'edificio è dotato di impianto di terra, al quale saranno collegate anche le masse e le masse estranee dell'impianto fotovoltaico.

Pertanto, malgrado i componenti in classe II, saranno attuate le seguenti misure:

- protezione differenziale con $I_{dn} = 300$ mA classe A (a valle dell'inverter);
- messa a terra della carcassa dell'inverter.

In ogni caso, le sezioni minime dei conduttori di protezione, qualora non facciano parte della stessa conduttura dei conduttori di fase, sarà:

- $2,5$ mm², se è prevista una protezione meccanica;
- 4 mm², se non è prevista una protezione meccanica.

Le sezioni dei conduttori di protezione e di terra rispetteranno le prescrizioni della norma CEI 64-8, art. 543.1.3.



DISPOSIZIONI PER LA SICUREZZA DEI LAVORATORI

Un impianto fotovoltaico presenta la particolarità che il generatore non può mai, in presenza di luce solare, essere messo fuori tensione, pertanto ogni intervento sulle parti attive e sulle stringhe va considerato come un “lavoro sotto tensione” secondo la norma CEI 11-27 art. 12.3.

Il lavoro sotto tensione deve essere svolto da una persona idonea, con conoscenza ed esperienza tali da poterlo svolgere.

I dispositivi individuali da adottare nei lavori elettrici sotto tensione sono i seguenti:

- L'elmetto in materiale isolante con visiera di protezione (soprattutto per proteggersi dall'arco elettrico);
- Un vestiario, non propagante la fiamma, che non lasci scoperte parti del tronco e degli arti;
- Guanti isolanti almeno di classe 00 (fino a 750 V) e attrezzi isolati.

Inoltre, sono vietati i lavori sotto tensione nei seguenti casi:

- Nebbia, pioggia o neve (soprattutto per la scarsa visibilità);
- Temperature molto basse o vento forte (per la difficoltà di manovrare ed impugnare gli attrezzi);
- Temporali (per le possibili sovratensioni sull'impianto).

Tutti i quadri e le scatole del lato c.c. dell'impianto fotovoltaico devono riportare un avviso che indichi la presenza di parti attive anche dopo l'apertura dei dispositivi di sezionamento dell'inverter (norma CEI 64-8 art. 712.536.2.2.5.1).

Per quanto riguarda la sicurezza dei lavoratori che opereranno in cantiere, il Committente dovrà attivarsi, anche attraverso un professionista abilitato, per la valutazioni dei rischi e richiedere la necessaria documentazione all'impresa installatrice, ai sensi del D. Lgs. 81/08.



VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Una volta entrato in esercizio l'impianto, è opportuno che venga eseguita la verifica tecnico-funzionale, divisa in due parti:

- esame a vista
- prove

ESAME A VISTA

Consiste nel controllare che l'impianto sia stato realizzato a regola d'arte, in particolare che i componenti messi in opera rispettino le norme, non siano danneggiati e siano installati correttamente. Inoltre, l'esame a vista serve ad individuare senza l'ausilio di attrezzi o strumenti eventuali difetti di installazione dei componenti (ad esempio mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte ecc.).

PROVE

Consistono nell'effettuazione di misure e/o di altre operazioni con le quali accertare la rispondenza dell'impianto alla regola dell'arte.

In particolare, si dovranno controllare almeno i seguenti punti:

- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli, accertando la continuità tra i vari punti di ogni stringa
- la messa a terra di masse e scaricatori, attraverso la continuità elettrica a partire dai picchetti di terra fino alle masse e alle masse estranee collegate
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse, attraverso prova di isolamento (secondo norma CEI 64-8/6) tra ogni conduttore attivo o gruppo di conduttori attivi e la terra
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.)



NORMATIVA DI RIFERIMENTO

LEGISLAZIONE VIGENTE:

- **Decreto ministeriale 22 gennaio 2008 N° 37:** “Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di installazione degli impianti all’interno degli edifici.”
- **Decreto legislativo 9 aprile 2008 n° 81:** “Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro”
- **Decreto Legislativo 29/12/2003 n. 387:** “Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”;
- **Decreto ministeriale 05/05/2011:** “Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici – Quarto Conto energia”;
- **Delibera AEEG n. 188/05:** “Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l’erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell’art. 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio, 28/07/2005”;
- **Delibera AEEG n. 28/06:** “Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell’art. 6 del DLgs 29/12/2003, n. 387”;
- **Delibera AEEG n. 40/06:** “Modifiche ed integrazioni alla delibera AEEG n. 188/05”;
- **Delibera AEEG n. 88/07:** “Disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione”;
- **Delibera AEEG n. 89/07:** “Condizioni tecnico-economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1 kV”;
- **Delibera AEEG n. 90/07:** “Attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare 19/02/2007, ai fini dell’incentivazione della produzione dell’energia elettrica mediante impianti fotovoltaici”;
- **Delibera ARG/elt 99/08:** “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)”;

- **Delibera ARG/elt 74/08:** “Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)”;
- **Deliberazione 9 dicembre 2009 - ARG/elt 186/09:** Modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09;
- **Delibera AEEG ARG/elt 181/10:** Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare;
- **Delibera AEEG ARG/elt 125/10:** Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)

NORMATIVA CEI

- **CEI 64-8:** Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua;
- **CEI 11-20:** Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- **CEI 11-17:** Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica -. Linee in cavo. Modalità di posa di cavi
- **CEI EN 60904-1 (CEI 82-1):** Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- **CEI EN 61727 (CEI 82-9):** Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- **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 62093 (CEI 82-24):** Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali; (CEI, ASSOSOLARE);
- **CEI 82-25:** Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase);
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);



- CEI EN 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini serie composta da:
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): Principi generali;
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): Valutazione del rischio;
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture;
- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/1990;
- CEI UNEL 35024/1: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI UNEL 35026: Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- IEC 60364-7-712: Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

NORMATIVA UNI

- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- UNI 8477: " Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell' energia raggiante ricevuta"

PRESCRIZIONI ENEL

- Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione