



COMUNE DI PARMA
SETTORE OPERE PUBBLICHE

responsabile unico del procedimento
ing. **SARA MALORI**

Parma Infrastrutture S.p.a.

progetto
PANEL S.R.L

via Giuseppe Meazza 18/A, Parma

coordinamento della sicurezza in esecuzione
arch. **CORRADO SIGNORINI**

Parma Infrastrutture S.p.a.



IMPIANTO FOTOVOLTAICO A SERVIZIO DELLA COMUNITA' ENERGETICA - SCUOLA ALBERTELLI-NEWTON

CUI L00162210348202400020 - CUP I93D23000080002

PROGETTO ESECUTIVO

Titolo elaborato:

RELAZIONE SPECIALISTICA
FOTOVOLTAICO

TAVOLA:

serie	numero
FTV	01
formato	A4
scala	/
file:	18_FTV.01

SOMMARIO

1.	GENERALITA'	5
1.1	<i>Oggetto dell'incarico</i>	5
1.2	<i>Norme di riferimento</i>	5
1.3	<i>Esclusioni ed avvertenze</i>	6
2.	DATI DI PROGETTO	7
2.1	Descrizione del sito	7
2.2	Descrizione dell'impianto fotovoltaico	7
3.	ANALISI STATO DI FATTO	9
4.	CARATTERISTICHE DEI CAVI	10
4.1	Caratteristiche elettriche dei cavi CC	10
4.2	Caratteristiche elettriche dei cavi AC	10
5.	DIMENSIONAMENTO ELETTRICO	11
5.1	Sezione C.C. dell'Impianto	11
5.1.1	Configurazione campo fotovoltaico	11
5.1.2	Condutture e dispositivi di protezione da sovracorrenti	17
5.2	Sezione A.C. dell'Impianto	19
5.2.1	Dispositivi di sezionamento e protezione	19
5.2.2	Condutture	19
5.2.3	Verifica delle portate in BT	20
6.	PROTEZIONI DELL'IMPIANTO	20
6.1	Protezione dai contatti diretti	20
6.2	Protezione dai contatti indiretti	21
6.2.1	Sezione in corrente continua (TT-IT)	21
6.2.2	Sezione in corrente alternata	22
6.3	Protezione contro le sovratensioni	22
7.	PROTEZIONI SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA	23
7.1	Dispositivo generale (DG)	23
7.2	<i>Dispositivo (DDI) - Protezione (SPI) di interfaccia – Dispositivo di Rincalzo al DDI</i>	23
7.3	<i>Dispositivo di generatore (DDG)</i>	24
8.	IMPIANTO DI TERRA	24
9.	QUADRI ELETTRICI	24
10.	VALUTAZIONE ANTINCENDIO	25
11.	VARIANTI	25
12.	COLLAUDI E VERIFICHE	26
13.	DICHIARAZIONE DI CONFORMITA'	26
14.	PIANO DI MANUTENZIONE	26

1. GENERALITA'

1.1 Oggetto dell'incarico

Il presente progetto riguarda l'installazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, facente parte della comunità energetica "Lubiana" con identificativi CUP I93D23000080002 – CUI L00162210348202400020, presso la scuola "ALBERTELLI-NEWTON" ubicata in Via Isacco Newton, 16/A Parma (PR).

L'impianto avrà potenza nominale di 199,8 kW ed una potenza di picco installata pari a 267,46 kWp.

L'obiettivo è quello di autoconsumare la maggior parte dell'energia che l'impianto potrà fornire.

L'impianto fotovoltaico sarà collegato alla rete di IRETI S.p.A, in modalità di ritiro dedicato, immettendo in rete l'energia non autoconsumata istantaneamente dall'utenza. Il contatore di produzione dell'impianto fotovoltaico consentirà di misurare l'energia prodotta mentre il contatore di scambio presente permetterà, a seguito dell'attivazione alla rete elettrica, di contabilizzare l'energia elettrica immessa istantaneamente così che il DSO può contabilizzare l'energia condivisa dalla comunità energetica.

Nel presente documento vengono descritte la normativa di riferimento, lo stato di fatto, le attività ed i processi che saranno posti in essere sul sito, le caratteristiche dell'impianto nel suo complesso e nelle sue componenti elementari e nelle modalità impiantistiche con cui si intende effettuare il collegamento con la RTN.

1.2 Norme di riferimento

Per l'installazione degli impianti trattati si dovranno seguire le indicazioni relative alle caratteristiche tecniche, costruttive e funzionali desumibili dalla presente relazione e dai suoi relativi allegati. Ciò non esclude l'eventualità che, al di là di quanto previsto negli elaborati componenti la documentazione di progetto, alcuni particolari e modalità di posa dell'impianto possano scaturire nella forma finale in base alle reali esigenze riscontrate sul posto in corso d'opera. Resta inteso che la definizione di tali particolari debba essere lasciata alle figure tecniche interessate (Progettista, Direzione Lavori) al fine di ottenere l'esecuzione dell'opera in ottemperanza alle vigenti normative. Quest'ultima condizione implica, da parte della Ditta installatrice, la conoscenza non solo di tutte le norme generali e particolari che regolano l'esecuzione dell'opera, ma anche di tutte le generali condizioni locali relative all'opera stessa e di quelle speciali che possono influirne l'esecuzione. Si ritiene quindi necessario lo svolgimento di visite di sopralluogo nelle quali verificare la completa attuabilità delle opere proposte nel presente progetto evidenziandone con l'occasione eventuali carenze.

La Committenza e la Ditta installatrice sono state informate sui principi fondamentali delle norme chiamate in causa dal presente progetto, con particolare riferimento alle tematiche inerenti la sicurezza degli impianti, le caratteristiche tecniche che questi devono possedere in relazione all'ambiente dove vengono utilizzati, alle modalità d'impiego, nonché sui requisiti che questi devono avere nei confronti delle altre tipologie d'impianti con i quali sono interconnessi. A tale scopo sono stati illustrati i seguenti riferimenti normativi:

- legge 186/68 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni di impianti elettrici ed elettronici";
- artt. "8", "14" e "16" della legge 46/90 "Norme per la sicurezza degli impianti";
- Decreto 22/01/2008 n°37 Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 1-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n° 248 del 2 Dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- Decreto Legislativo 9/04/2008 n°81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n° 123 e s.m.i, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- Lettera Circolare Ministero dell'Interno Prot. n.P515/4101 sott.72/E6 del 24.04.2008 (impianto con potenza nominale >20kWp);
- "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" edita dal Ministero dell'Interno allegato alla nota prot. n.1324 del 07.02.2012;
- DECRETO LEGISLATIVO 2 febbraio 2007, n. 26 "testo unico accise"
- norme CEI e UNI come norme di buona tecnica, ed in particolare:

- ❖ 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 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";
- ❖ CEI 82-25 "Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica"

- ❖ CEI EN 60904: *“Dispositivi fotovoltaici”*
- ❖ CEI EN 61215-1-1: *“Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo. Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove dei moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino”*;
- ❖ CEI EN IEC 61730-1: *“Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV). Parte 1: Prescrizioni per la Sicurezza”*;
- ❖ CEI EN IEC 61730-2: *“Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) ” . Parte 2: Prescrizioni per le prove”*;
- ❖ CEI EN 61724-1: *“Prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Parte 1: Monitoraggio”*;
- ❖ CEI EN 62446-1: *“Sistemi fotovoltaici (FV) - Prescrizioni per le prove, la documentazione e la manutenzione. Parte 1: Sistemi fotovoltaici collegati alla rete elettrica- Documentazione, prove di accettazione e verifica ispettiva”*;
- ❖ CEI EN 50618 *“Cavi elettrici per impianti fotovoltaici”*;
- ❖ CEI UNEL 35024 *“Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria”*;
- ❖ CEI 11-27 *“Lavori su impianti elettrici”*;
- ❖ CEI 64-8 *“Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua”*
- ❖ CEI EN 61439 *“Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)”*;

Si dovranno inoltre tenere presenti:

- ❖ Le disposizioni dell'ente distributore energia elettrica;
- ❖ Norme e tabelle UNEL e UNI per quanto riguarda i materiali già unificati, gli impianti ed i loro componenti, i criteri di progetto, le modalità di esecuzione e di collaudo, etc.
- ❖ Norme Ambientali;
- ❖ Disposizioni e prescrizioni delle Autorità locali, Enti ed Amministrazioni interessate;
- ❖ Disposizioni nazionali derivanti da leggi, decreti e regolamenti applicabili, con eventuali aggiornamenti, vigenti al momento della consegna del nuovo impianto, con particolare attenzione a quanto previsto in materia antinfortunistica.

1.3 Esclusioni ed avvertenze

Restano esclusi dalla presente relazione e relativi allegati:

- ❖ Pratiche di allaccio alla rete;
- ❖ L'impianto elettrico esistente a servizio dell'intera attività per il quale si rimanda alla documentazione di progetto e alle certificazioni in possesso della committenza. Il punto da cui avrà origine l'impianto oggetto della presente progettazione è individuato nei morsetti di uscita del dispositivo denominato come “GENERALE FOTOVOLTAICO” che dovrà essere installato nel quadro di partenza della scuola, a cura della committenza;
- ❖ Tutto quanto non afferente al generatore fotovoltaico.

2. DATI DI PROGETTO

2.1 Descrizione del sito

L'impianto fotovoltaico verrà installato sulla copertura della scuola ed avrà una potenza totale di 267,46 kWp e costituito da 622 moduli in silicio monocristallino ognuno di potenza pari a 430 Wp con tecnologia n-Tipe. Tali moduli sono montati su una struttura in alluminio fissata sulla lamiera grecata, vedi dettagli installazione sulla tavola allegata alla documentazione N°: **24_FTV.07**. Gli inverter verranno installati in un box, realizzato in cemento, e posto sul retro del vano che ospita il contatore e il quadro generale, tale luogo è stato scelto per via del minore impatto visivo e per via della maggior sicurezza, in quanto la posizione, indicata nel progetto N°: **25_FTV.08**, risulta non essere accessibile da personale non addetto.

Di seguito pianta impianto fotovoltaico (vista dall'alto):



Figura_01.
Vista aerea del sito d'installazione

Il sito presenta i seguenti dati ambientali:

- Latitudine → 44.790425 N;
- Longitudine → 10.357525 E;
- Angolo di Azimut (spostamento rispetto all'orientamento sud) → 180° Sud-SudEst;
- Angolo di Tilt (inclinazione rispetto all'asse orizzontale) → 5° per tutte le esposizioni dei moduli.

2.2 Descrizione dell'impianto fotovoltaico

Il generatore è composto da 622 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, si è considerata la marca FuturaSun modello FU 430 M SILK NOVA con tecnologia N-Tipe e potenza pari a 430 W, certificati secondo le normative IEC61215 e IEC61730, che ne garantiscono il rispetto degli standard internazionali, in classe di protezione II (doppio isolamento) con classe di reazione al fuoco pari a 1. I moduli saranno ancorati mediante profili in alluminio, per fotovoltaico, rivettati alla lamiera con rivetti per fotovoltaico e per garantire una maggior tenuta alle infiltrazioni dovrà essere stesa, in corrispondenza dei fori per l'ancoraggio tra il profilo fv e la lamiera in copertura, una guaina di materiale bituminoso.

Per la conformazione delle stringhe si rimanda alle tavole allegate:

- Planimetria Fotovoltaico: 24_FTV.07.
- Stringhe Fotovoltaico: 26_FTV.09, 27_FTV.10, 28_FTV.11.

Tutte le stringhe verranno distribuite su n.3 inverter con potenza nominale pari a 66,6 kW, si è considerato l'inverter di marca SolarEdge modello SE66,6 con potenza nominale pari a 66.6 Kw.

L'inverter è composto da due unità secondarie (Unità Synergy Unit), e un'unità principale (Synergy Manager), per ogni inverter, inoltre, sarà predisposto un quadro di campo in copertura.

Le stringhe, provenienti dai quadri di campo, verranno collegate direttamente all'inverter e potranno essere distaccate tramite lo specifico sezionatore sul lato CC a bordo inverter.

La tipologia di inverter scelto consente di collegare su ogni unità secondaria più stringhe in parallelo attraverso il quadro di campo posto in copertura. L'utilizzo dell'ottimizzatore ci permette di collegare anche stringhe con numero di ottimizzatori, e quindi anche di moduli, diversi purché la differenza tra di esse non superi i 5 ottimizzatori. Sarà necessario prevedere l'uso di fusibili a protezione delle stringhe in quanto a causa di un eventuale guasto su una di esse circolerebbero delle correnti di "anti-parallelo" che risulterebbero superiori a quelle tollerate dai moduli fotovoltaici.

Gli inverter scelti sono dotati a bordo di scaricatori di sovratensione sia sul lato CC che sul lato CA.

Per il monitoraggio in tempo reale e continuo del funzionamento del sistema gli inverter "slave" saranno collegati ad un inverter "master" che dovrà essere connesso alla rete LAN presente nel locale tecnico.

Per i collegamenti elettrici sul lato CC saranno impiegati specifici cavi per impianti fotovoltaici di tipo unipolare H1Z2Z2-K (sez. 6mm² per le stringhe e 25mm² per le dorsali che escono dai quadri di parallelo): guaina esterna ed isolamento in gomma reticolata speciale di tipo LSOH (low smoke zero halogen) non propagante la fiamma e conforme alla norma EN 50618.

I conduttori saranno posati all'interno di canaline in acciaio perforate zincate a caldo dopo lavorazione, misure delle canaline definite nei progetti allegati, fino alla discesa dei cavi nella parete in facciata, dopo di che verranno posati all'interno di una condotta interrata. È stato previsto l'impiego del coperchio sul canale in modo da aumentare la protezione dei cavi dai raggi diretti UV e dovranno essere predisposti dei separatori per cavi laddove le stringhe uscenti dai quadri di campo viaggiano vicino alle stringhe dei moduli fotovoltaici.

I collegamenti verranno realizzate esclusivamente tramite l'impiego di appositi connettori IP65 tipo MC4, appositi per le sezioni di cavo utilizzate, realizzati con materiale ad alta resistenza ai raggi UV.

Gli inverter verranno installati in un box, realizzato in cemento (o lamiera su approvazione del progettista e della committenza), e posto sul retro del vano che ospita il contatore e il quadro generale, tale soluzione offre riparazione dal sole, da agenti atmosferici violenti e risulta essere accessibile dai tecnici e non dal personale non autorizzato.

I cavi AC provenienti dai convertitori verranno connessi direttamente sul quadro fotovoltaico (QFV) che sarà installato vicino agli inverter. All'interno del quadro fotovoltaico verranno installati, il sistema di rinalzo, il sistema di protezione di interfaccia (SPI), il dispositivo di interfaccia (DDI) e i vari interruttori di protezione e sezionamento della linea in AC incluso quelli necessari per l'installazione del contatore di produzione (M2). Il quadro fotovoltaico dovrà essere collegato a sua volta all'interruttore generale del fotovoltaico, che dovrà essere installato nel quadro esistente (allegato schema unifilare **29_FTV.12**).

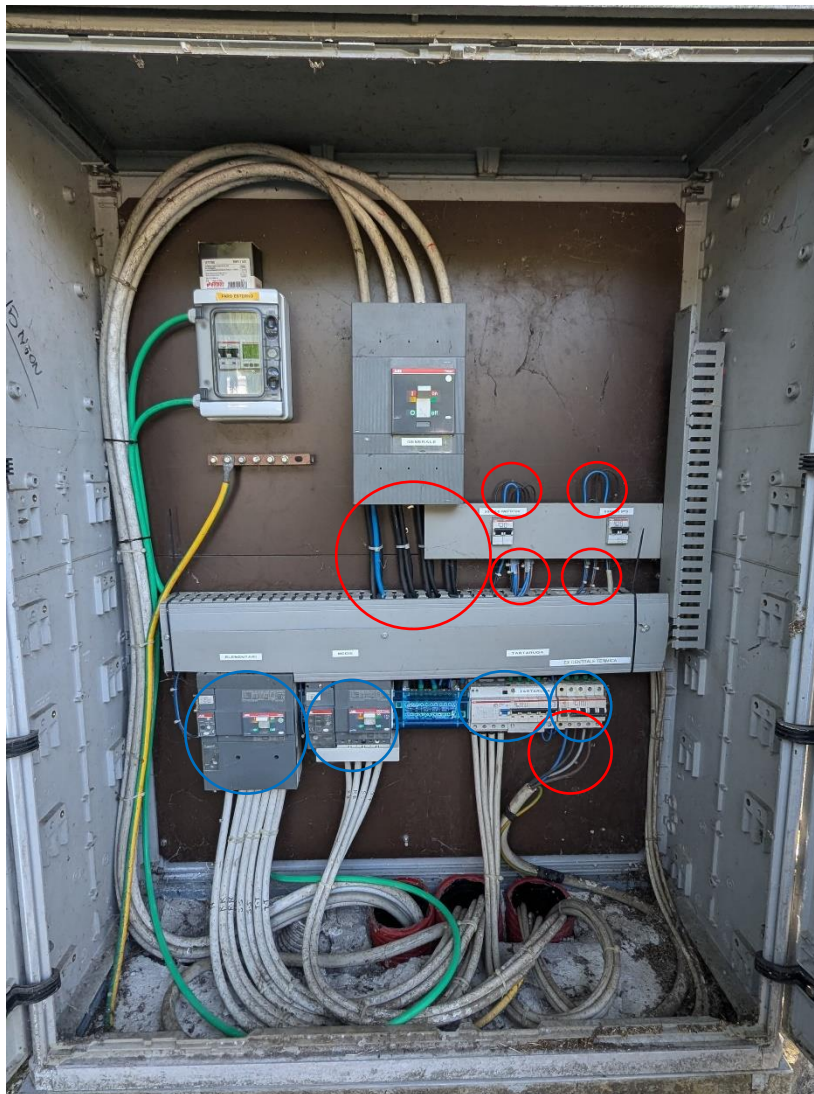
Le condutture sul lato AC dell'impianto sono realizzate in canalina perforata zincata a caldo dopo lavorazione per il tratto che va tra inverter ed il quadro fotovoltaico. Tutti i cavi che verranno utilizzati per la trasmissione in AC sono del tipo FG16R16 per conduttori di fase e neutro, mentre per il conduttore di terra è usato un cavo del tipo FS17 con colorazione giallo-verde.

Per ulteriori indicazioni si rimanda agli schemi unifilari allegati.

3. ANALISI STATO DI FATTO

Per quanto riguarda l'analisi completa dello stato attuale della copertura e dell'immobile si rimanda alla relazione specialistica rilievi (19_FTV.02).

Si riporta di seguito l'immagine dello stato del quadro generale di inizio linea, in quanto all'interno di esso dovrà essere installato un interruttore magnetotermico da 400A a servizio del fotovoltaico. Per via di tale modifica si renderà necessario adeguare il quadro alla normativa vigente, in quanto da un'analisi preliminare e dall'assenza dello schema aggiornato non risulta esserlo.



Di seguito elencate le problematiche riscontrate e le modifiche da effettuare a seguito dell'installazione dell'impianto fotovoltaico.

- Cerchiati di colore rosso le condutture dove attualmente non è presente una protezione meccanica.
- Cerchiati di colore blu i quattro dispositivi generali di partenza (il sezionatore a monte non è considerato in quanto non è un dispositivo automatico). Secondo la normativa CEI 64-8, a seguito delle opere di installazione dell'impianto fotovoltaico, dove è prevista l'installazione di un interruttore di partenza, dovrà essere adeguato il quadro di inizio linea esistente, pertanto da non è consentito avere più di tre dispositivi generali.

4. CARATTERISTICHE DEI CAVI

Di seguito sono enunciate le caratteristiche tecniche ed elettriche dei cavi che sono utilizzati per il collegamento in corrente continua (CC) e in corrente alternata (BT).

4.1 Caratteristiche elettriche dei cavi CC

I cavi dei moduli fotovoltaici, del tipo H1Z2Z2-K, sono connessi tra loro tramite connettori ad innesto rapido. Di seguito si riportano le principali caratteristiche di un tipico produttore di tali connettori e dei relativi cavi:

DESCRIZIONE:

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con miscela elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

Miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618

LSOH = Low Smoke Zero Halogen

Guaina esterna

Miscela LSOH di gomma reticolata speciale di qualità conforme alla norma EN 50618

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato e per essere utilizzati con apparecchiature di classe II.

4.2 Caratteristiche elettriche dei cavi AC

Per il collegamento tra inverter e il quadro generale di bassa tensione e quest'ultimo con il trasformatore MT/BT si utilizzeranno cavi del tipo FG16R16.

Di seguito si riportano le principali caratteristiche di un tipico produttore dei cavi:

DESCRIZIONE

Cavo unipolare per energia isolato in gomma etilenpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC, con particolari caratteristiche di reazione al fuoco e rispondente al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR).

Conduttore

Corda flessibile di rame rosso ricotto, classe 5

Isolante

Miscela di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16

Guaina esterna

Miscela di PVC di qualità R16

Colore anime

Normativa HD 308

Colore guaina

Grigio

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)

Temperatura minima di posa: 0°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C fino alla sezione 240 mm², oltre 220°C

Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego Cavi adatti all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo. Per impiego all'interno in locali anche bagnati o all'esterno. Adatto per posa fissa su murature e strutture metalliche in aria libera, in tubo o canaletta o sistemi simili.

Ammissa anche la posa interrata. (rif. CEI 20-67).

5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO

5.1 Sezione C.C. dell'Impianto

Il sistema CC comprende:

- Cablaggio
- Quadri di campo
- Inverter

La progettazione e il dimensionamento del sistema DC per l'impianto FV rispetteranno tutte le disposizioni delle normative vigenti.

I componenti elettrici a bassa tensione sono progettati tenendo conto della massima tensione di esercizio dell'inverter solare e delle apparecchiature DC. (1.000 Vcc).

Le diverse connessioni e conduttori tra i componenti devono avere adeguate protezioni elettriche, in modo che il collegamento/scollegamento, la manutenzione e l'uso del sistema possano essere eseguiti in sicurezza.

5.1.1 Configurazione campo fotovoltaico

Le caratteristiche tensione-corrente dei moduli fotovoltaici variano sensibilmente con la temperatura, in particolare la variazione di tensione è inversamente proporzionale alla temperatura di funzionamento dei moduli, mentre la variazione di corrente aumenta proporzionalmente con la temperatura. La tensione massima di sistema viene prodotta nel momento in cui l'impianto si trova alla temperatura ambiente più bassa e lavora a vuoto (in questo specifico caso con inverter SolarEdge ed ottimizzatori di potenza questa condizione si verifica in funzionamento e non quando il circuito è aperto).

Grazie all'utilizzo degli ottimizzatori di potenza quando il sistema si trova in condizione di circuito aperto la Voc risulta essere limitata alla somma delle tensioni Voc degli ottimizzatori in serie presenti nella stringa. La Voc degli ottimizzatori risulta essere pari ad 1V DC a circuito aperto, la Voc massima raggiunta non supera i 20V DC, in questo impianto.

I fenomeni di variazione citati devono essere valutati attentamente nella costruzione della stringa allo scopo di rendere compatibili i valori di tensione-corrente della stessa con i parametri di ingresso e lavoro dell'inverter.

In particolare ci sono delle condizioni da rispettare in modo assoluto per garantire il corretto funzionamento di un generatore fotovoltaico, di seguito le verifiche effettuate per ottimizzatori ed inverter.

Ottimizzatori:

Gli ottimizzatori considerati per la configurazione di questo impianto sono i P1100, che consentono di collegare ad esso due moduli fotovoltaici per volta. Pertanto di seguito è riportata la scheda tecnica e la verifica della compatibilità tra moduli e ottimizzatori.

1) Tensione massima (per due moduli in serie) a vuoto < tensione max tollerata in entrata dall'ottimizzatore

$$V_{ocmax} < V_{ocmax_ott};$$

$$V_{ocmax_ott} \text{ (alla minima temperatura) } = 125 \text{ V}$$

$$V_{ocmax} (-10^\circ) = 82,88 \text{ V}$$

- 2) Tensione massima (per due moduli in serie) nel punto di massima potenza < tensione massima di lavoro dell'ottimizzatore.

$$V_{mppmax} < V_{mppmax_ott}$$

$$V_{mppmax_ott} (\text{alla minima temperatura}) = 125 \text{ V}$$

$$V_{mppmax} (-10^\circ) = 69,29 \text{ V}$$

- 3) Tensione minima di lavoro (per due moduli in serie) > tensione di innesco dell'ottimizzatore

$$V_{mppmin} > V_{start_ott}$$

$$V_{start_ott} = 12,5 \text{ V}$$

$$V_{mppmin} (70^\circ) = 56,55 \text{ V}$$

- 4) Corrente di massima potenza lato cc < corrente di massima in entrata ammessa dall'ottimizzatore

$$I_{mppmax} < I_{max_ott}$$

$$I_{max_ott} = 14,5 \text{ A}$$

$$I_{mppmax} = 13,5 \text{ A}$$

La verifica delle condizioni illustrate è stata eseguita facendo riferimento alla formula di seguito illustrata:

$$V_{oc\ stringa} = N^{\circ} \text{pannelli} * V_{oc} * (1 + (T - T_{rif}) * k)$$

dove k = coefficiente di temperatura Voc %/°C

A pagina seguente è riportata scheda tecnica dell'ottimizzatore di potenza.

/ Ottimizzatore di potenza

P800p / P850 / P950 / P1100

Modello dell'ottimizzatore di potenza (compatibilità tipica dei moduli)	P800p (per max 2 moduli FV da 96 celle da 5")	P850 (per max 2 moduli ad alta potenza o bi-facciali)	P950 (per max 2 moduli ad alta potenza o bi-facciali)	P1100 (per max 2 moduli ad alta potenza o bi-facciali)	Unità	
INGRESSO						
Potenza CC nominale in ingresso ⁽¹⁾	800	850	950	1100	W	
Metodo di connessione	Doppio ingresso per moduli connessi singolarmente / Ingresso singolo per moduli collegati in serie					
Tensione in ingresso massima assoluta (Voc alla temperatura minima)	83	125			Vcc	
Intervallo operativo MPPT	12,5 - 83	12,5 - 105			Vcc	
Corrente massima di cortocircuito per ingresso (Isc)	7	14,1*		14,1	Acc	
Massima efficienza	99,5				%	
Efficienza ponderata	98,6				%	
Capacità di sovratensione	II					
PARAMETRI IN USCITA DURANTE IL FUNZIONAMENTO (OTTIMIZZATORE DI POTENZA CONNESSO ALL'INVERTER SOLAREEDGE IN PRODUZIONE)						
Corrente in uscita massima	18				Acc	
Tensione in uscita massima	80				Vcc	
POTENZA IN USCITA DURANTE LO STANDBY (OTTIMIZZATORE DI POTENZA DISCONNESSO DALL'INVERTER SOLAREEDGE O INVERTER SOLAREEDGE SPENTO)						
Tensione di sicurezza in uscita per ottimizzatore di potenza	1 ± 0,1				Vcc	
CONFORMITÀ AGLI STANDARD⁽²⁾						
EMC	FCC Parte 15, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3 – Classe B, EN55011 ⁽³⁾					
Sicurezza	IEC62109-1 (classe di sicurezza II)					
RoHS	Sì					
Sicurezza antincendio	VDE-AR-E2100-712:2013-05					
SPECIFICHE PER L'INSTALLAZIONE						
Inverter SolarEdge compatibili	Inverter trifase SE16K e superiori			Inverter trifase SE20K e superiori		
Massima tensione ammessa dell'impianto	1000				Vcc	
Dimensioni (L x A x P)	129 x 168 x 59	129 x 162 x 59			mm	
Peso	1064				gr	
Connettore di ingresso	MC4 ⁽⁴⁾					
Lunghezza del cavo di ingresso	0,16	0,16, 0,9, 1,3, 1,6 ⁽⁵⁾	0,16, 1,3, 1,6 ⁽⁵⁾	0,16 / 1,3 ⁽⁵⁾	m	
Connettore di uscita	MC4					
Lunghezza del cavo di uscita	Orientamento verticale: 1,2			2,4	m	
	Orientamento orizzontale: 1,8		Orientamento orizzontale: 2,2			
Intervallo di temperatura di esercizio ⁽⁶⁾	Da -40 a +85				°C	
Classe di protezione	IP68/NEMA6P					
Umidità relativa	0 - 100					%
* Per i modelli P850/P950 prodotti nella settimana lavorativa 05/2020 o precedente, l'Isc massimo per ingresso è 12,5 A. Il codice di fabbricazione è indicato nel numero seriale dell'ottimizzatore di potenza. Esempio: numero seriale SJ0620A-xxxxxxx (settimana lavorativa 06 del 2020)						
(1) La potenza nominale del modulo a STC non deve superare la "potenza CC nominale di ingresso" dell'ottimizzatore di potenza. Sono permessi moduli con tolleranza di potenza fino al +5%.						
(2) Per informazioni sulla conformità CE, vedere Dichiarazione di Conformità - CE .						
(3) Per la conformità alla norma EN55011 classe A (quando richiesto), l'installazione deve essere effettuata utilizzando un inverter con potenza nominale > 20 kVA e rispettare i requisiti della sezione relativa alla compatibilità elettromagnetica del manuale d'installazione .						
(4) Per altri tipi di connettori, contattare SolarEdge.						
(5) Sono disponibili fili di ingresso di lunghezza maggiore per l'uso con i moduli della scatola di giunzione separata. Per 0,9 m ordinare P800/P850-xxxLxx. Per 1,3 m ordinare P850/P950/P1100-xxxLxx. Per 1,6 m ordinare P850/P950-xxxYxxx.						
(6) Per temperature ambiente superiori a +70 °C / +158 °F si applica una riduzione della potenza. Per maggiori dettagli, fare riferimento alla Nota tecnica sul decassamento per temperatura degli ottimizzatori di potenza .						
Progettazione dell'impianto fotovoltaico con un inverter SolarEdge⁽⁷⁾⁽⁸⁾⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾	Rete 230/400 V SE16K, SE17K	Rete 230/400 V SE20K, SE25K*	Rete 230/400 V SE27.6K*	Rete 230/400 V SE30K*	Rete 230/400 V SE33K*	Rete 277/480 V SE33.3K*, SE40K*
Ottimizzatori di potenza compatibili	P800p, P850, P950	P800s, P850, P950, P1100	P800p, P850, P950, P1100	P800s, P850, P950, P1100	P800p, P850, P950, P1100	P800p, P850, P950, P1100
Lunghezza minima di stringa	Ottimizzatori di potenza: 14 Moduli FV: 27	Ottimizzatori di potenza: 14 Moduli FV: 27	Ottimizzatori di potenza: 14 Moduli FV: 27	Ottimizzatori di potenza: 15 Moduli FV: 29	Ottimizzatori di potenza: 14 Moduli FV: 27	Ottimizzatori di potenza: 14 Moduli FV: 27
Lunghezza massima di stringa	Ottimizzatori di potenza: 30 Moduli FV: 60	Ottimizzatori di potenza: 30 Moduli FV: 60	Ottimizzatori di potenza: 30 Moduli FV: 60	Ottimizzatori di potenza: 30 Moduli FV: 60	Ottimizzatori di potenza: 30 Moduli FV: 60	Ottimizzatori di potenza: 30 Moduli FV: 60
Potenza continua massima per stringa	13500	13500	13950	15300	13500	15300
Potenza massima collegata consentita per stringa ⁽⁹⁾	1 stringa - 15750	1 stringa - 15750	1 stringa - 16200	1 stringa - 17550	2 stringhe o meno - 15750	2 stringhe o meno - 17550
	2 stringhe o più - 18500	2 stringhe o più - 18500	2 stringhe o più - 18950	2 stringhe o più - 20300	3 stringhe o più - 18500	3 stringhe o più - 20300
Stringhe parallele di lunghezze o orientamenti diversi	Sì					
Differenza massima consentita nel numero di ottimizzatori di potenza tra la stringa più corta e quella più lunga collegate alla stessa unità inverter	5 ottimizzatori di potenza					
* Lo stesso regole si applicano alla unità Synergy di potenza equivalente, che fanno parte dell'inverter modulare con tecnologia Synergy.						
(7) P800p/P850/P950/P1100 può essere connesso in una stringa solo con P800s/P850/P950/P1100.						
(8) Per ogni stringa, è possibile collegare un ottimizzatore di potenza a un singolo modulo FV se 1) ogni ottimizzatore di potenza è collegato a un singolo modulo FV o 2) è l'unico ottimizzatore di potenza collegato a un singolo modulo FV nella stringa.						
(9) Per SF16K e superiori, la potenza CC minima STC collegata deve essere di 11 kW.						
(10) Per collegare più potenza STC per stringa, occorre elaborare il progetto usando SolarEdge Designer .						

Inverter:

L'inverter considerato è il SolarEdge SE66.6, con potenza nominale di 66,6 kW. Di seguito è riportata la verifica della compatibilità tra moduli ed inverter.

P_{max_cc} (per unità inverter) = 116.550 W

P_{max_cc} (per unità sinergy) = 58.275 W

V_{maxcc} = 1000V

Inverter fabbricato Nord:

Numero moduli installati: 214 moduli P = 430 W.

Potenza per unità SolarEdge Synergy:

Unità 1: 98 moduli P = 42,14 kWp;

Unità 2: 116 moduli P = 49,88 kWp.

Potenza totale installata: 92,02 kWp.

Inverter fabbricato Centro:

Numero moduli installati: 208 moduli P = 430 W.

Potenza per unità SolarEdge Synergy:

Unità 1: 92 moduli P = 39,56 kWp;

Unità 2: 102 moduli P = 43,86 kWp.

Potenza totale installata: 83,42 kWp.

Inverter fabbricato Sud:

Numero moduli installati: 214 moduli P = 430 W.

Potenza per unità SolarEdge Synergy:

Unità 1: 98 moduli P = 42,14 kWp;

Unità 2: 116 moduli P = 49,88 kWp.

Potenza totale installata: 92,02 kWp.

1) Tensione massima stringa a vuoto < tensione max tollerata in entrata dall'inverter

V_{ocmax} < V_{max}

2) Tensione massima stringa nel punto di massima potenza < tensione massima di lavoro inverter

V_{mpmax} < V_{max}

3) Tensione minima di lavoro > tensione di innesco inverter

V_{mpmin} > V_{start}

4) Corrente di massima potenza

I_{mpmax} < I_{max}

La verifica delle condizioni illustrate è stata eseguita attraverso l'apposito programma di calcolo "Designer" edito dall'azienda produttrice dell'inverter scelto (SolarEdge). Dai calcoli scaturisce la possibilità di comporre le stringhe come riportato sugli schemi di progetto allegati; **26_FTV.09, 27_FTV.10, 28_FTV.11.**

Le stringhe saranno collegate direttamente ed in parallelo sulla morsettiera del quadro di campo, uno per inverter, e posti sulle coperture denominate C1, C2 e C3. Ogni ingresso, come già specificato, sarà corredato di fusibile di protezione (max 25A). Per scollegare la sezione in corrente continua si dovranno azionare i sezionatori a bordo inverter ed in condizioni di emergenza basterà premere il pulsante di emergenza del fotovoltaico per azionare le bobine a bordo dei quadri di campo e scollegare tutte le stringhe.

I quadri di campo avranno dimensioni minime pari a 1020 x 810 x 300 (H x L x P) e data l'installazione sulla copertura dovranno essere provvisti di due griglie ventilazione, dimensioni minime 150x150, una di queste provvista di ventola, per l'espulsione dell'aria. Inoltre l'installatore dovrà ancorare saldamente questi in copertura con una struttura in lamiera.

A pagina seguente è riportata la scheda tecnica dell'inverter.

/ Inverter trifase con tecnologia Synergy

Per l'Europa

SE50K / SE66.6K / SE90K / SE100K / SE120K

Applicabile ad inverter con codice	SEXXK-RWX01XXXX				SExxK-xxxx3Pxxx	
	SE50K ⁽¹⁾ Per reti a 400 V	SE66.6K Per reti a 400 V	SE90K Per reti a 400 V	SE100K Per reti a 400 V	SE120K Per reti a 480 V	U.D.M.
USCITA						
Potenza nominale attiva di uscita in CA	50000 ⁽²⁾	66600	90000	100000	120000	W
Potenza massima apparente di uscita CA	50000 ⁽²⁾	66600	90000	100000	120000	VA
Tensione di uscita CA – Fase-Fase/Fase-Neutro (nominale)	380 / 220 ; 400 / 230				480 / 277	Vca
Tensione di uscita CA – Intervallo Fase-Fase/Intervallo Fase-Neutro	304 - 437 / 176 - 253 ; 320 - 460 / 184 - 264.5				432 - 529 249 - 305	Vca
Frequenza CA	50/60 ± 5%					Hz
Massima Corrente Continua di uscita (per fase)	72,5	96,5	130,5 ⁽³⁾	145		Aac
Collegamenti delle fasce d'uscita CA	3 W + PE, 4 W + PE					
Reti supportate	WYE: TN-C, TN-S, TN-C-S, TT, IT; Delta: IT					
Corrente differenziale massima ⁽⁴⁾	200			300		mA
Monitoraggio dei parametri di rete, protezione contro il funzionamento ad isola, fattore di protezione configurabile, soglie configurabili per Paese			Si			
Distorsione armonica totale			≤ 3			%
Intervallo fattore di potenza			da + 0,7 a 1			
INGRESSO						
Potenza massima CC (modulo STC) per Inverter/Unità Synergy	87500 / 43750	116550 / 58275	157500 / 52500	175000 / 58300	210000 / 70000	W
Senza trasformatore, senza collegamento a terra			Si			
Tensione di ingresso massima da CC+ a CC-			1000			Vcc
Intervallo tensione di funzionamento			680 – 1000			Vcc
Corrente in ingresso massima	2 x 36,25	2 x 48,25	3 x 43,5	3 x 48,25	3 x 48,25	Acc
Protezione dalla polarità inversa			Si			
Rilevamento dell'isolamento per guasto a terra			Sensibilità 16/ kΩ per Unità Synergy ⁽⁵⁾			
Efficienza massima dell'inverter			98,3		98,1	%
Efficienza ponderata europea			98			%
Consumo energetico notturno	< 8			< 12		W
FUNZIONI AGGIUNTIVE						
Interfacce di comunicazione supportate ⁽⁶⁾	2 x RS485, Ethernet, Wi-Fi (opzionale), Cellulare (opzionale)					
Gestione Smart Energy	Limitazione dell'esportazione					
Messa in funzione dell'inverter	Con l'applicazione mobile SetApp utilizzando il punto di accesso Wi-Fi integrato per la connessione locale					
Protezione contro i guasti da arco elettrico	Integrata, configurabile dall'utente (secondo UL1699B)					
Rapid Shutdown	Opzionale (automatico alla disconnessione della rete CA)					
Dispositivo anti PID	Notturno, integrato					
Protezione da sovratensioni RS485 (porte 1 + 2)	Tipo II, sostituibile sul campo, integrata					
Protezione da sovracorrente CC	Tipo II, sostituibile sul campo, integrata					
Protezione da sovracorrente CA	Tipo II, sostituibile sul campo, opzionale					
Fusibili CC (su singolo polo)	25 A, opzionale					
Sezionatore CC	Opzionale					
Pre-commissioning	Integrato ⁽⁷⁾					
CONFORMITÀ AGLI STANDARD						
Sicurezza	IEC-62109-1, IEC-62109-2, AS3100					
Standard per il collegamento alla rete ⁽⁸⁾	EN50549-1, EN50549-2, VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110, VDE V 0126-1-1, CEI 0-21, CEI 0-16, TOR Erzeuger Typ A+B, G99 Tipo A+B, G99 (NI) Tipo A+B, VFR 2019					
Emissioni	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3 Classe A, IEC61000-3-11, IEC61000-3-12					
RoHS	Si					

(1) Non disponibili in tutti i paesi. Per i dettagli sugli inverter supportati nel tuo paese consultare [Paesi Supportati dagli Inverter SolarEdge](#).

(2) 49990 nel Regno Unito.

(3) Se utilizzato in impianti soggetti alla normativa VDE-AR-N 4110, la corrente di uscita continua massima per fase è 145 A.

(4) Se è richiesta l'installazione di un interruttore differenziale esterno, il suo valore di intervento deve essere ≥ 200 mA per SE50K/SE66.6K; ≥ 300 mA per SE90K, SE100K, SE120K.

(5) Se consentito dalle normative locali.

(6) Per le specifiche sulle opzioni di comunicazione opzionali, visitare la [pagina sulle Comunicazioni](#) sul sito SolarEdge oppure scaricare le schede tecniche dei prodotti corrispondenti dal [Knowledge Center](#).

(7) Non disponibili per i numeri di serie SExxK-xxxx3Pxx.

(8) Per scaricare tutte le dichiarazioni e le certificazioni, consultare la [categoria Certificazioni](#) nel Knowledge Center.

/ Inverter trifase con tecnologia Synergy

Per l'Europa

SE50K / SE66.6K / SE90K / SE100K / SE120K

Applicabile ad inverter con codice	SEXK-RWX01XXXX				SEXK-xxx81xxxx	
	SE50K Per reti a 400 V	SE66.6K Per reti a 400 V	SE90K Per reti a 400 V	SE100K Per reti a 400 V	SE120K Per reti a 480 V	U.D.M.
SPECIFICHE PER L'INSTALLAZIONE						
Numero di Unità Synergy per Inverter	2		3			
Sezione trasversale e diametro esterno cavo CA: Fase/PE (alluminio o rame)	Sezione trasversale fino a 120/70 mm ² ; diametro esterno 30-50/12-20 mm					
Ingresso CC: inverter/unità Synergy ⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾	8/4 coppie MC4 Pressacavo, 2 coppie/1 coppia, sezione trasversale 25-70 mm ² , alluminio o rame Diametro esterno del cavo 12-20 mm		12/4 coppie MC4 Pressacavo, 3 coppie / 1 coppia, sezione trasversale 25-70 mm ² , alluminio o rame Diametro esterno del cavo 12-20 mm			
Dimensioni (A x L x P)	Unità Synergy: 558 x 328 x 273 Synergy Manager: 360 x 560 x 295					mm
Peso	Unità Synergy: 32 Synergy Manager: 18 da -40 a +60 ⁽¹¹⁾					kg
Intervallo di temperatura di esercizio						°C
Raffreddamento	Ventola (sostituibile dall'utente)					
Rumorosità	< 67					
Classe di protezione	IP65 - Per esterni e interni					
Montaggio	Staffe in dotazione					

(9) Ingressi CC disponibili con MC4 o ingressi con pressacavo a seconda del codice PN dell'inverter. Per ulteriori informazioni, contattare So arEdge.

(10) Sono approvati solo connettori MC4 precotti da Staubli.

(11) Per informazioni sul derating di potenza consultare la nota tecnica [Temperature De-Rating Technical Note](#).

Accessori - SPD (acquistati separatamente)	
Accessorio	CODICE ARTICOLO
Kit SPD CA per Synergy Manager (5 unità per scatola)	SE-AC-SPD-SM

5.1.2 Condutture e dispositivi di protezione da sovracorrenti

Per il cablaggio delle stringhe verranno utilizzati cavi unipolari con guaina del tipo H1Z2Z2-K 0,6/1kV in c.c di sezione pari a 6mmq per quanto riguarda i cavi che collegano le stringhe al quadro di campo e sezione pari a 25mmq per quanto riguarda i cavi uscenti dal quadro di campo e diretti all'inverter.

La portata del cavo di sezione 6mmq ricavata dalla Norma CEI EN 50618 (cavi elettrici per impianti fotovoltaici) tabelle A.3 - A.4 riferita ad una temperatura di 60°C (valore limite che si può presumibilmente raggiungere nella stagione più calda) è pari a 57 A. Tenuto conto che i cavi saranno posati in canalina perforata, in acciaio zincato, e che nel punto più critico il numero di circuiti presenti in fasci ammonterà a 8 (pari al totale delle stringhe dell'inverter 1, 2 e 3) si va ad applicare il coefficiente riduttivo $K_2=0,52$ secondo tabella CEI UNEL 35024/1 (posa a fascio):

$$I_z = 57 \times 0,52 \Rightarrow I_z = 29,64 \text{ A}$$

Se si assume che la corrente di lavoro della stringa sia $I_{n_{max}}=1,25 I_{sc}$
($I_{sc} \rightarrow$ corrente di corto circuito=14,25 A – dato estratto dalla scheda tecnica del pannello scelto)

$$I_{n_{max}} = 1,25 \times 14,25 \Rightarrow I_{n_{max}} = 17,81 \text{ A}$$

il cavo scelto risulta idoneo e non necessita di alcun dispositivo di protezione da sovraccarico in quanto ha una portata (I_z) superiore alla corrente di stringa ($I_{n_{max}}$) nelle condizioni di lavoro più gravose ($I_{n_{max}}=1,25I_{sc}$)

$$I_z > I_{n_{max}} \Rightarrow 29,64 > 17,81 \text{ A}$$

Per l'omissione delle protezioni da sovraccarico sulla base della condizione $I_z > 1,25 I_{sc}$ vedi norma CEI 64-8 art. 712.433.1.

I cavi dell'impianto lato cc possono essere sottoposti ad una corrente di cortocircuito in caso di guasto tra i due poli (+pos e -neg) del sistema.

- Nel caso di corto-circuito su cavo di stringa il punto viene alimentato a monte (I_{cc1}) dalla stringa e a valle (I_{cc2}) da tutte le altre stringhe collegate sul medesimo MPPT dell'inverter.
In tutti i casi la I_{cc1} coincide sempre con la I_n pertanto non risulta necessaria la protezione da corto circuito (vedi quanto specificato in precedenza).
La I_{cc2} è data dal prodotto della corrente di utilizzo (I_n) per il numero delle stringhe $n-1$ (nel nostro caso sono state previste tre stringhe in parallelo). In virtù della configurazione scelta avremo:

$$I_{cc2} = I_n \times (n-1) \Rightarrow I_{cc2} = 17,81 \times (3-1) \Rightarrow I_{cc2} = 17,81 \times 2 = 35,62 \text{ A}$$

In base a quanto calcolato, è necessaria l'installazione di fusibili a protezione delle stringhe per garantire la protezione dal cortocircuito, una coppia di fusibili per ogni stringa.

$$I_n \text{ fusibile} < 0,9 I_z \Rightarrow 25 \text{ A} < 29,64 \text{ A}$$

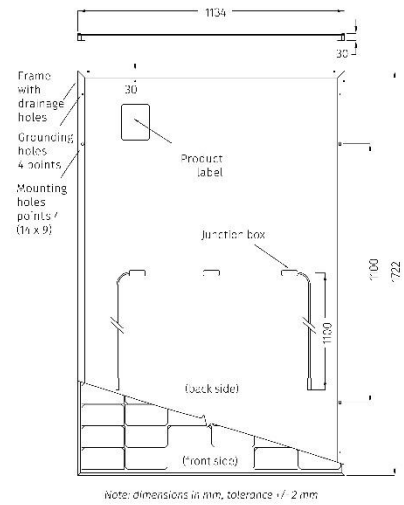
La scelta del fusibile di protezione (25 A) è basata sul massimo valore di corrente inversa che può circolare sui moduli, dato indicato nella scheda tecnica dei moduli scelti (FuturaSun).

- Nel caso di corto-circuito tra moduli appartenenti alla stessa stringa, per guasto o per effetto di ombreggiamento, le altre stringhe connesse in parallelo generano una corrente che attraversa la stringa guasta in senso inverso rispetto a quello ordinato. Sulla base della configurazione scelta il fusibile posto a monte su ogni singola stringa riesce ad intervenire per effetto della corrente proveniente dal resto delle stringhe collegate sul medesimo inverter con la conseguenza di isolare quella guasta dal resto dell'impianto.

A pagina seguente è riportata la scheda tecnica dei moduli fotovoltaici considerati per lo studio dell'impianto fotovoltaico.

Caratteristiche meccaniche

Dimensioni	1722 x 1134 x 30 mm
Peso	20,8 kg
Vetro	Ad alta trasmissione, basso contenuto di ferro, temperato, ARC, spessore 3,2 mm
Celle	108 celle monocristalline n-type half-cut 182 x 91 mm
Cornice	Profilo nero in alluminio anodizzato con fori di drenaggio
Scatola di giunzione	Certificato conforme a IEC 62790, IP 68, 3 diodi di bypass
Cavo solare	Cavo solare, lunghezza 1100 mm o personalizzata assemblato con connettori compatibili da 4 mm ²
Backsheet	Film composito multistrato
Massima corrente inversa (Ir)	25 A
Tensione massima di sistema	1000 V (1500 V su richiesta)
Carico massimo (neve)	Carico di progetto: 3600 Pa, (5400 Pa incluso fattore di sicurezza 1,5)
Carico massimo (vento)	Carico di progetto: 1600 Pa, (2400 Pa incluso fattore di sicurezza 1,5)



Caratteristiche elettriche - STC¹

		FU 430 M	FU 435 M	FU 440 M
Tolleranza classe di potenza	W			
Potenza del modulo (Pmax)	W	430	435	440
Tensione di circuito aperto (Voc)	V	38,44	38,63	38,82
Corrente di corto circuito (Isc)	A	14,25	14,33	14,41
Tensione di massima potenza (Vmpp)	V	31,86	32,05	32,24
Corrente di massima potenza (Impp)	A	13,5	13,58	13,66
Efficienza modulo	%	22	22,28	22,53

Caratteristiche elettriche - NOCT²

		FU 430 M	FU 435 M	FU 440 M
Potenza del modulo (Pmax)	W	323	327	330
Tensione di circuito aperto (Voc)	V	36,54	36,72	36,90
Corrente di corto circuito (Isc)	A	11,51	11,58	11,65
Tensione di massima potenza (Vmpp)	V	29,61	29,74	29,87
Corrente di massima potenza (Impp)	A	10,91	10,98	11,05

Caratteristiche operative

Coefficiente di temperatura Isc	%/°C	0,045
Coefficiente di temperatura Voc	%/°C	-0,25
Coefficiente di temperatura Pmax	%/°C	-0,29
NOCT ²	°C	45 ± 2
Temperatura di esercizio	°C	da -40 a +85

Certificazioni

Sito produttivo	ISO 9001 - 14001 - 45001
Prodotto	ILC LN 61730, ILC LN 61215, Fire Class C, Class 1 UNI9177

Packaging

Quantità / Pallet	36 pz
Container 40' HC	936 pz / 26 pallet

¹ Le caratteristiche elettriche presentate in questo modulo sono basate su un modello di riferimento e possono variare in base alle condizioni di esercizio. I dati sono forniti solo a scopo informativo. Il sito di installazione deve essere idoneo e deve essere dotato di una struttura di montaggio IBC, conforme alle norme di riferimento e deve essere progettato e costruito in modo da garantire la massima durata e l'efficienza del sistema. Per ulteriori informazioni, consultare il manuale di installazione del prodotto. I dati sono basati su un modello di riferimento e possono variare in base alle condizioni di esercizio.

² Standard test conditions: irradiance 1000 W/m², air mass 1.5, cell temperature (max 60°C and 45°C) 45°C. The module operating cell temperature NOCT: 45°C ± 2, IBC: IBC 15.

IT 01

5.2 Sezione A.C. dell’Impianto

L'alimentazione dell’impianto utente avviene in bassa tensione ($V_n=400V - 50Hz$) attraverso gruppo di misura (M1) del tipo senza limitatore (potenza attualmente disponibile 135 kW) alloggiato in nicchia in muratura dedicata posta sulla recinzione ovest della proprietà.

L’impianto fotovoltaico sarà allacciato sul lato bassa tensione attraverso il dispositivo magnetotermico-differenziale previsto nel quadro esistente e posto nel locale quadri (vedi elaborati grafici progetto).

5.2.1 Dispositivi di sezionamento e protezione

Le verifiche e quindi anche le scelte del potere d’interruzione degli interruttori sono state eseguite assumendo come valore di corrente di cortocircuito ai morsetti del contatore una I_{cc} di 15 kA trifase, in linea con quanto indicato all’articolo 5.1.3 della Norma CEI 0-21 (fornitura con potenza disponibile $> 30kW+10\%$ - bassa tensione - sistema TT). Si assume una corrente di corto circuito sul quadro fotovoltaico Q.FV pari a 15 kA trifase, pari a quella ai morsetti del contatore, per via della posizione prevista del quadro fotovoltaico ovvero alle spalle del contatore di scambio.

I differenziali saranno in classe A e AC di tipo tarabile in corrente e tempo (interruttori scatolati) e di tipo fisso-istantaneo (interruttori modulari) a seconda delle prestazioni richieste/previste (vedi schemi). Nei documenti allegati agli inverter scelti il costruttore non richiede che il differenziale da installare a valle sia di tipo B secondo IEC 60755/A2.

Dalle verifiche effettuate si è riscontrato che la caduta di tensione finale ai morsetti degli inverter, in fondo alla linea che li collega al quadro Q.FV, è pari a 0.3% della tensione nominale. I risultati sono in linea con quanto disposto dall'art.525 della norma CEI 64-8 che ammette una c.d.t. massima inferiore al 4% della tensione nominale del circuito.

Per la **protezione da sovraccarico** si sono rispettate le condizioni previste dall'art. 433.2 norma CEI 64-8:

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

Per la **protezione da cortocircuito** è stato verificato che:

- il potere d'interruzione sia maggiore della corrente massima di cortocircuito presente sulla linea;
- l'energia specifica passante lasciata fluire dai dispositivi prima della completa apertura del circuito in condizioni di guasto sia totalmente inferiore a quella sopportabile dal cavo, si è cioè constatato il rispetto della relazione:

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

Si specifica che in tutti quei casi in cui i dispositivi non riescano a soddisfare la relazione $P_{di} > I_{cc} \max$ (ad esempio per i sezionatori) si provveduto ad attuare una protezione di back-up ponendo a monte, secondo le tabelle fornite dal costruttore degli apparecchi di protezione, interruttori con caratteristiche tali da garantire un $P_{di} > I_{cc} \max$.

Il valore minimo di corto-circuito nella parte terminale delle condutture non è stato esaminato per determinare la massima lunghezza protetta visto che ognuna sarà dotata di protezione dal sovraccarico.

5.2.2 Condutture

La determinazione della portata I_z dei cavi (dimensionamento delle sezioni da impiegare) è stata condotta secondo quanto previsto dalla Norma CEI-UNEL 35024/1 dove compare la seguente formula:

$$I_z = I_o \times K_1 \times K_2$$

Il valore I_o è stato determinato in base al tipo di cavo scelto (multipolare, unipolare, circuito trifase, circuito monofase, ecc.) e in relazione al tipo di posa in opera previsto. Qualora uno stesso cavo sia messo in opera in diverse pose ai fini del calcolo si è considerato il tipo di posa peggiorativo, cioè quello che dà origine alla portata inferiore. Non sono stati presi in considerazione i tipi di posa con sviluppo inferiore a 0,5 metri.

- Il coefficiente K_1 tiene conto della temperatura ambiente assunta ai fini della determinazione delle portate dei cavi che nel caso in esame è di 40°C per la posa in canale a vista, e di 30° per la posa in cavidotto interrato, salvo diversamente specificato sugli schemi allegati.

- Il coefficiente K2 tiene conto del numero di circuiti raggruppati da considerare. Per le portate delle condutture vedi schemi allegati.

5.2.3 Verifica delle portate in BT

Di seguito è riportata una tabella riassuntiva che rappresenta i risultati di calcolo per le sezioni dei cavi e le perdite delle linee di alimentazione dell'inverter. Il dimensionamento della linea che alimenta i generatori è stata effettuata considerando sempre la condizione più restrittiva, in modo da avere cavi di uguali sezioni data la distanza non eccessiva dal punto di collegamento al quadro fotovoltaico. (Calcoli effettuati mediante software AMPERE).

<i>INVERTER</i>	<i>P(kW)</i>	<i>I_b(A) max</i>	<i>L(m)</i>	<i>SEZIONE [mm²]</i>	<i>DV %</i>
1	66.6	96,5	5	70	0,6%
2	66.6	96,5	10	70	0,6%
3	66.6	96,5	15	70	0,6%

<i>DA QIL A QFV</i>	<i>P(kW)</i>	<i>I(A) max</i>	<i>L(m)</i>	<i>SEZIONE [mm²]</i>	<i>DV %</i>
	199,8	290	5	150	0.4%

Come si evince dalla tabella il valore della caduta di tensione relativa alle linee BT dell'impianto fotovoltaico risultano essere inferiori al 4%, come previsto dalla normativa vigente.

6. PROTEZIONI DELL'IMPIANTO

Gli impianti fotovoltaici devono essere dotati di adeguati sistemi di protezione.

L'inserimento del campo fotovoltaico non avrà particolari effetti sulla sicurezza elettrica dell'impianto utente in servizio presso l'immobile; l'uscita c.a. del generatore verrà portata, attraverso il DDI, direttamente al quadro esistente.

6.1 Protezione dai contatti diretti

La protezione dai contatti diretti verrà realizzata esclusivamente attraverso isolamento delle parti attive (CEI 64-8 art. 412.1) e/o impiego di barriere o involucri (CEI 64-8 art. 412.2) aventi idoneo grado di protezione. Tutte le custodie e involucri devono risultare apribili e/o rimovibili solo con l'ausilio di apposito attrezzo.

Relativamente alla sezione in corrente continua si prescrive l'utilizzo esclusivo di componenti (moduli fotovoltaici, cavi, connettori e quadri di campo contenenti gli organi di sezionamento delle stringhe) in classe II. Per i cavi in c.c. si dovranno realizzare tutti gli accorgimenti necessari per limitare l'esposizione diretta all'irraggiamento solare che potrebbe, nel tempo, compromettere l'integrità della guaina di protezione esterna.

Tutte le custodie e involucri devono risultare apribili e/o rimovibili solo con l'ausilio di apposito attrezzo.

È importante sottolineare che dal punto di vista della sicurezza elettrica il generatore fotovoltaico rappresenta una fonte energetica non interrompibile. La continua presenza di tensione sulla sezione CC costituisce un potenziale pericolo sia in fase d'installazione, sia per le operazioni di manutenzione e riparazione.

La sezione AC, invece, rappresenta un impianto munito di doppia alimentazione rete-generatore. Questa condizione è un'ulteriore fonte di pericolo per il personale che si trova ad operare sull'impianto.

Allo scopo di avere un livello di rischio accettabile si prescrive di apporre apposita cartellonistica di sicurezza (vedi foto a lato) che avvisi sui pericoli in essere presso l'impianto e fornisca le indicazioni necessarie per informare l'operatore sulle precauzioni da adottare e sulle manovre da eseguire per porre fuori tensione le varie sezioni d'impianto. Si prescrive d'installare cartelli come quello riportato sulla presente pagina nei pressi di:

- pulsanti di sgancio;



- manichette antincendio interne ed esterne UNI45;
- manichette antincendio perimetrali esterne UNI70;
- attacco motopompa UNI70;
- scale di accesso alla copertura;
- sulla portella di tutti i quadri elettrici di distribuzione.

Per le sezioni impossibili da disalimentare si prescrive di adottare tutte le precauzioni previste per l'esecuzione dei lavori sotto tensione (norma CEI 11-27).

Per lo svolgimento di installazione e manutenzione del campo fotovoltaico in CC è obbligatorio che l'operatore abbia la qualifica di persona idonea ai lavori sotto tensione.

6.2 Protezione dai contatti indiretti

6.2.1 Sezione in corrente continua (TT-IT)

Il generatore fotovoltaico deve essere considerato come una estensione della rete utente (sistema TT in condizioni ordinarie di funzionamento) e sarà collegato a terra tramite la stessa in quanto non sono stati previsti trasformatori d'isolamento tra il convertitore e l'impianto utente.

Per realizzare la sezione in corrente continua verranno impiegati unicamente componenti (pannelli e cavi) in classe II, pertanto non dovrà essere realizzato alcun collegamento a terra (assenza di masse elettriche) ai fini della protezione dai contatti indiretti.

Per la protezione delle masse elettriche presenti sulla sezione in corrente alternata inserite tra il generatore e la rete è stata prevista l'installazione di differenziali in classe A. La soluzione è da ritenersi idonea anche secondo quanto dichiarato dal costruttore degli inverter scelti il quale assevera che i convertitori per costruzione non sono tali da iniettare correnti continue di guasto a terra. Sulla base di questo, in accordo con l'art. 712.413.1.1.1.1.1 Sez. 712 della Norma CEI 64-8 è possibile installare differenziali in classe A anziché in classe B secondo CEI EN 62423.

712.413.1.1.1.2 Quando un impianto elettrico comprende un sistema di alimentazione PV senza almeno una semplice separazione tra il lato c.a. ed il lato c.c., il dispositivo differenziale installato per fornire protezione contro i contatti indiretti mediante interruzione automatica della alimentazione deve essere del tipo B secondo IEC 60755/A2.

Quando l'invertitore PV non sia per costruzione tale da iniettare correnti continue (c.c) di guasto a terra nell'impianto elettrico, non è richiesto un interruttore differenziale di tipo B secondo IEC 60755/A2.

Nel caso di intervento del differenziale il lato CC diviene un sistema IT (isolato da terra) alimentato dal generatore sino al convertitore che entra nella modalità stand-by per la mancanza di rete come previsto dalla Norma CEI 0-21.

Nel caso in cui un doppio guasto a terra (condizione poco probabile per via dell'utilizzo di componenti a doppio isolamento) interessi il tratto della dorsale si farà in modo di non superare il limite della tensione di sicurezza in corrente continua, dimensionando opportunamente il conduttore equipotenziale (EQP) con la seguente relazione:

$$I_{sc} \times R_{EQP} \leq 120 \text{ Vdc}$$

Avendo come corrente di cortocircuito un valore pari a $14,07 \times 3 = 42,21\text{A}$ (3 sono le stringhe in parallelo per unità synergy di SolarEdge). Dai seguenti dati si ha che la resistenza del conduttore equipotenziale dovrà essere minore a **2,84 Ω** .

Poiché verrà utilizzato un conduttore equipotenziale EQP da 16mm^2 in rame nudo per la dorsale (200m) e 6mm^2 per le derivazioni (max 30m) si ha che la resistenza del conduttore equipotenziale risulta essere pari a **$R_{EQP} = 0,368 \Omega$** molto inferiore a quanto richiesto, pertanto un secondo guasto sulla dorsale o sulle derivazioni non si supererà mai il limite in tensione di sicurezza per circuiti in corrente continua.

Resistività rame ρ a 20°C è pari a $0,0175 (\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$ da riportare a $T=70^\circ\text{C}$ tramite la relazione seguente:

$$\rho_T = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - T_{20})], \text{ con } \alpha (\alpha \text{ a } 20^\circ\text{C}) \text{ pari a } 0,00395. \quad \rho_{70} = 0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

6.2.2 Sezione in corrente alternata

La protezione dai contatti indiretti sulla sezione AC sarà assicurata da interruttori differenziali (vedi schemi allegati), uno per inverter, con $I_{\Delta n}=0,5A$, che coordinati con la resistenza dell'impianto di terra (R_e) esistente provvederanno ad interrompere automaticamente i relativi circuiti in caso di cedimento degli isolamenti principali all'interno dei vari componenti e apparati.

Per ottenere il coordinamento sopra-citato si dovranno soddisfare le seguenti condizioni:

$$I_1 \leq I_{\Delta n}/2 \leq U_L / 2R_e \quad (\text{art. 707.413.9.1 CEI 64-8})$$

Considerando un intervento entro i 150 ms del differenziale si è verificato il valore della resistenza di terra tramite la seguente relazione:

$$2 \cdot R_e \cdot I_{\Delta n} \leq 50V$$

$$R_e \leq 50V / I_{\Delta n} \quad (\text{CEI 64-8 art. 413.1.4})$$

Dove:

- R_e è il valore della resistenza di terra del dispersore in ohm $< 50 \Omega$.
- 50 è il valore limite della tensione di contatto, per i luoghi ordinari, in volt.
- $I_{\Delta n}$ è la corrente differenziale nominale d'intervento dei dispositivi differenziali.

6.3 Protezione contro le sovratensioni

L'impianto fotovoltaico non influisce sulla forma e volumetria dell'edificio e quindi non varia l'area di captazione né tanto meno la probabilità di fulminazione diretta della struttura, secondo la Norma CEI EN62305.

Lato corrente continua:

Data la tipologia di immobile e per diminuire il rischio di propagazione di incendio e/o il collasso delle apparecchiature elettroniche, in primis gli inverter, si provvede alla protezione dalle sovratensioni sia per le scariche dirette e sia per quelle prossime mediante l'utilizzo di limitatori da installare nei quadri di campo, aventi le seguenti caratteristiche:

- SPD Classe II
- Tensione max FV: 1200 V
- Tenuta al corto circuito: 10 kA
- Corrente impulsiva massima di scarica (8/20 μs): 30 kA
- Corrente impulsiva nominale di scarica (8/20 μs) [(DC+/DC-) --> PE] (I_n): 12,5 kA
- Corrente impulsiva max di scarica (8/20 μs) [(DC+/DC-) --> PE] (I_{max}): 25 kA
- Livello di protezione (U_p) $\leq 4,5$ kV
- livello di protezione a 5 kA (U_p) $\leq 1,5$ kV
- Tempo d'intervento (t_A) ≤ 25 ns

I dati riportati fanno riferimento al seguente modello di scaricatore: DHEN guard cod.952512. Può essere sostituito da altro dispositivo che rispetta le caratteristiche indicate.

Restano a protezione degli inverter gli SPD integrati nello stesso dalla casa produttrice.

Lato corrente alternata:

Per diminuire il rischio di propagazione di incendio e/o il collasso delle apparecchiature elettroniche si provvede alla protezione dalle sovratensioni sia per scariche dirette e sia per quelle prossime mediante l'utilizzo di uno scaricatore, protetto mediante fusibile in quanto la linea risulta essere protetta con un dispositivo superiore 125A, nel quadro generale del fotovoltaico ed avente la seguente caratteristica:

- SPD Classe II;
- Rete elettrica: trifase TT / TN;
- Tensione nominale AC (U_N): 230 / 400 V (50 / 60 Hz);
- Tensione massima continuativa AC [L-N] (U_c): 340 V (50 / 60 Hz);
- Tensione massima continuativa AC [N-PE] (U_c): 255 V (50 / 60 Hz);

- Corrente impulsiva nominale di scarica (8/20) [L-N] (In): 20 kA;
- Corrente impulsiva nominale di scarica (8/20) [N-PE] (In): 20 kA;
- Corrente impulsiva max. di scarica (8/20) [L-N] (Imax): 40 kA;
- Corrente impulsiva max. di scarica (8/20) [N-PE] (Imax): 40 kA;
- Temperatura d'esercizio: -40 °C ... +80 °C;
- Indicazione di funzionamento/guasto: verde/rosso.

I dati riportati fanno riferimento al seguente modello di scaricatore: DHEN guard 20 KA. Può essere sostituito da altro dispositivo che rispetta le caratteristiche indicate.

La valutazione del rischio da fulmine dell'intero complesso non è oggetto dell'incarico del presente progetto, la sua redazione e/o aggiornamento sarà oggetto d'incarico che la Committenza si riserva di affidare a terzi.

7. PROTEZIONI SUL COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA

Il generatore sarà collegato in parallelo alla rete di distribuzione pubblica, facente parte della comunità energetica "Lubiana", in regime di ritiro dedicato con cessione parziale dell'energia prodotta in conformità alla norma CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica".

La norma CEI 0-21 richiede la presenza di un sistema di protezione composto essenzialmente dai seguenti dispositivi:

- Dispositivo Generale di Utente (DG) → apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete;
- Dispositivo di Interfaccia (DDI) → una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati;
- Dispositivo di Generatore (DDG) → apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del generatore;
- Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI) → sistema di protezione associato al Dispositivo di Interfaccia e di Rincalzo al DDI.

7.1 Dispositivo generale (DG)

Il dispositivo generale (DG) è costituito da un interruttore automatico magnetotermico è dovrà essere equipaggiato con relativa bobina di sgancio di minima tensione.

Il DG è posto a valle del punto di connessione in prossimità del gruppo di misurazione dell'energia prelevata (M1): interruttore magnetotermico 4Px250A

- Pdl= 25kA a 400V munito di differenziale in classe A tarabile in corrente e tempo.

7.2 Dispositivo (DDI) - Protezione (SPI) di interfaccia – Dispositivo di Rincalzo al DDI

Il dispositivo d'interfaccia sarà costituito da contattore quadripolare (vedi schemi unifilari) avente $I_{nAC3} > I_{max}$ inverter gestito direttamente da specifica centralina (SPI) che assolve alla funzione di protezione d'interfaccia per connettere o disconnettere il generatore dalla rete.

Il dispositivo SPI dovrà essere conforme alla Norma CEI 0-21, la sua funzione è quella di rilevare e analizzare i parametri di tensione (V) e frequenza (F) dell'impianto elettrico. Le soglie di protezione di massima e minima frequenza e di massima e minima tensione saranno specificate dal gestore della rete di distribuzione attraverso le tabelle allegate al regolamento di esercizio. I valori potranno subire in futuro delle variazioni sulla base di indicazioni impartite dal gestore locale della rete di distribuzione, in questi casi si dovrà procedere ad aggiornare le impostazioni sulla centralina SPI.

Nel momento in cui i parametri di rete risulteranno diversi da quelli settati (valori fuori range) SPI provvederà ad azionare il dispositivo d'interfaccia DDI provocando il distacco del generatore dalla rete con conseguente entrata in stand-by degli inverter. Al ritorno delle condizioni ottimali (parametri V e F in linea con i set-point impostati) SPI attiverà il DDI consentendo la connessione del generatore alla rete.

In caso di guasto alla centralina che assolve la funzione di SPI, il dispositivo d'interfaccia DDI interverrà (sicurezza positiva) distaccando il generatore dalla rete.

In base all'art.8.2.2.4 della Norma CEI 0-21 l'impianto deve essere dotato del dispositivo di rincalzo al DDI. In sostanza, ogni qualvolta SPI aziona il DDI questo, attraverso un contatto ausiliario di feed-back informa sul cambio

di stato la centralina SPI che provvede ad attivare il ricalzo in tutti quei casi in cui il feed-back non risulti in linea con il comando impartito al DDI. La funzione di ricalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata attraverso l'installazione di bobina a lancio di corrente sull'interruttore che alimenta il generatore (vedi schemi allegati) che verrà azionata dall'invio temporizzato (max 0,5 sec) del comando di apertura da parte di SPI. Con questa modalità si assicura che il ripristino del dispositivo di ricalzo possa avvenire solo manualmente.

7.3 Dispositivo di generatore (DDG)

Il DDG è un dispositivo in grado d'intervenire per qualsiasi guasto interno al generatore fotovoltaico. Il riconoscimento della presenza di un guasto provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

Sulla linea di ogni singolo inverter la funzione di DDG sarà affidata ad interruttore automatico magnetotermico-differenziale, quindi avremo DDG1 su inverter n.1, DDG2 su inverter n.2 e DDG3 su inverter n.3 (vedi schemi allegati).

Per ulteriori indicazioni e specifiche in merito ai dispositivi DG – DDI – SPI vedi la documentazione che sarà prodotta per essere allegata al regolamento di esercizio da inviare a ENEL Distribuzione.

8. IMPIANTO DI TERRA

Vista la tipologia di inverter adottati (senza trasformatore) l'impianto fotovoltaico risulterà un'estensione della rete e pertanto questo risulta messo a terra tramite il punto di terra della rete stessa che in questo caso si configura come TT.

Il conduttore di protezione principale che collegherà il generatore all'impianto di dispersione utente dovrà essere derivato direttamente dal nodo di terra da realizzare all'interno del quadro fotovoltaico QFV. Ogni inverter sarà collegato al nodo attraverso un cavo FS17 sez. 35mmq (Sez. PE = ½ Sez. fase). Dal nodo verranno derivati tutti i conduttori di protezione dei vari circuiti (sez. PE = sez. conduttore di fase) che hanno origine dal quadro fotovoltaico stesso.

Come specificato in precedenza nella presente relazione non è necessario realizzare alcun collegamento di terra per la protezione dai contatti indiretti sulla parte in CC. Ai fini funzionali è necessario collegare a terra le strutture e i telai di supporto ai moduli fotovoltaici per assicurare il corretto funzionamento del dispositivo interno all'inverter, che verifica l'isolamento sul lato CC per il corretto funzionamento del sistema.

Il collegamento tra gli elementi che costituiscono la struttura di sostegno e di fissaggio dei moduli fotovoltaici andrà realizzato con conduttore equipotenziale (EQP – cavo FS17 – sez. $\geq 6\text{mmq}$ e corda in rame nudo sez. 16mmq) derivato direttamente dal nodo di terra. La continuità tra i telai dei moduli sarà garantita dai morsetti di fissaggio intermedi che agganciano due pannelli adiacenti.

9. QUADRI ELETTRICI

I quadri di distribuzione dovranno essere conformi alla norma CEI EN 61439.

I quadri dovranno essere costruiti unicamente attraverso l'impiego di carpenteria, accessori ed apparecchi prodotti in serie dalle varie Ditte Costruttrici. L'impresa che cablerà e assemblerà i vari componenti e apparecchiature previste nei quadri dovrà attenersi scrupolosamente alle istruzioni di montaggio fornite dal fabbricante delle stesse, pertanto dovrà impiegare esclusivamente gli accessori forniti dal costruttore, rispettare le distanze e gli ingombri, le modalità di fissaggio e di verifica indicate sui relativi cataloghi tecnici. I cablaggi interni, per il collegamento degli interruttori alle barrature e alle morsettiere, dovranno essere realizzati con conduttori di tipo non propagante l'incendio conformi alle rispettive norme di prodotto (CEI 20-22-II, ecc.). Per la determinazione delle portate di questi ultimi e delle barrature si dovrà fare riferimento alle specifiche indicazioni presenti nelle relative norme di riferimento senza trascurare quelle eventualmente trasmesse dai produttori dei vari componenti, come ad esempio nel caso dei sistemi prefabbricati di cablaggio. Resta inteso che tutte le condutture dovranno essere protette dal cortocircuito, ossia si dovrà verificare che l'energia specifica passante lasciata fluire dai dispositivi prima della completa apertura del circuito in condizioni di guasto sia totalmente inferiore a quella sopportabile dal cavo. In pratica per qualsiasi valore di I_{ccmax} dovrà essere rispettata la condizione: $I^2 t \leq K^2 S^2$.

Ciascun quadro dovrà essere munito di propria targhetta d'identificazione recante in maniera indelebile i dati richiesti dalla norma; le quattro specifiche necessarie sulla targhetta identificativa sono:

- Costruttore del quadro (chi è responsabile e risponde legalmente del quadro);
- Matricola o altro codice univoco (stringa alfanumerica a discrezione del Costruttore);

- Data di costruzione;
- Norma di riferimento.

Sui quadri si dovrà apporre anche un cartello monitore che vieti l'apertura degli involucri e gli interventi di manutenzione al personale non autorizzato. Sul quadro fotovoltaico (QFV) e sul quadro generale (QG) si dovrà apporre un cartello di avviso che avverta l'operatore della presenza di due linee di alimentazione.

10. VALUTAZIONE ANTINCENDIO

L'installazione sarà eseguita in conformità alle indicazioni contenute nella "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" prot. n.1324 del 07.02.2012 e relativa nota di chiarimenti prot. n. 6334 del 04.05.2012.

Il tipo di attività è individuata al punto 1.1.C dell'allegato al D.P.R. 01/08/2011 n° 151, è stato ottenuto il parere di Conformità Favorevole Condizionato alla domanda di Esame Progetto dell'edificio ai sensi dell'art. 3 D.P.R. n. 151/2011, comprendente anche l'impianto Fotovoltaico.

Oltre a rispettare tutte le norme di sicurezza degli impianti elettrici si è progettato l'impianto di produzione in modo tale che non comporta un aggravio del carico d'incendio dell'edificio.

In particolare si è previsto:

- I pannelli in silicio monocristallino conformi alle Norme IEC61215 e IEC 61730 certificati in classe 1 di reazione al fuoco.
- I moduli FTV sono stati previsti ad una distanza pari o maggiore di 1 m dagli eventuali elementi verticali di compartimentazione antincendio.
- La posizione dei pannelli e delle canalizzazioni contenenti le relative condutture di collegamento verrà concepita in modo da non interferire con eventuali sistemi di ventilazione (evacuatori naturali fumo e calore) presenti sulle coperture. Dovrà essere rispettata la distanza di 1 mt, calcolata con la regola del filo teso.
- Il sistema prevede l'impiego di dispositivi ottimizzatori, uno ogni due moduli, che permettono la rilevazione di eventuali guasti su moduli e connettori mettendo automaticamente in sicurezza il sito in caso di necessità.
- In copertura sono previsti quadri di campo, segnalati con cartelli conformi al D.Lgs 81/2008.
- È stato previsto un sistema di comando di emergenza a sicurezza positiva, composto da pulsante di emergenza che dovrà essere ubicato in posizione segnalata e facilmente accessibile, che azionato determina la messa fuori servizio dell'impianto fotovoltaico. Il sistema prevede l'apertura della linea in corrente alternata di allaccio alla Rete elettrica nazionale e automaticamente il distacco del campo fotovoltaico in corrente continua dei quadri di campo.
- Gli inverter e il quadro AC del generatore (QFV) verranno posizionati alle spalle dei box che attualmente ospitano contatore di scambio e quadro principale, posizione facilmente accessibile in caso di emergenza.

Altre informazioni in merito alla valutazione antincendio possono essere reperite presso la relazione di valutazione CPI in possesso della committenza e alla relazione specialistica prevenzione incendi nel file **20_FVT.03** allegati alle documentazioni prodotte.

11. VARIANTI

Ogni variante sostanziale che dovesse essere eventualmente apportata al presente progetto, o comunque in futuro all'impianto, dovrà essere avallata da idoneo tecnico abilitato attraverso la redazione di apposito progetto preventivo di variante ai sensi del decreto 22/01/2008, n.37. Da sottolineare che non sono da considerarsi varianti quelle ulteriori opere e forniture necessarie all'esecuzione delle opere descritte, nel rispetto del buon funzionamento, delle norme e delle documentazioni progettuali. Non sono considerati variante tutti i futuri interventi di ordinaria manutenzione che si renderanno necessari per il mantenimento dello stato ottimale di efficienza e sicurezza dell'impianto stesso.

La presente documentazione di progetto, le Dichiarazioni di Conformità e le eventuali future varianti dovranno essere sempre rese disponibili presso l'impianto.

12. COLLAUDI E VERIFICHE

I collaudi definitivi saranno eseguiti da parte della Ditta installatrice prima della consegna e messa in marcia dell'impianto stesso. Tali operazioni dovranno svolgersi secondo quanto dettato dalle relative norme con particolare riferimento al capitolo 61 della norma CEI 64/8 e ai capitoli 14 e 15 della guida CEI 82-25.

Di seguito è riportato un elenco sintetico degli accertamenti più importanti da condurre:

- esame a vista per accertare la rispondenza degli impianti e dei componenti alle norme, alla documentazione di riferimento e al progetto;
- verifica della continuità elettrica dei conduttori di messa a terra per le masse e gli scaricatori;
- verifica della continuità elettrica tra i moduli fotovoltaici;
- misura della resistenza d'isolamento dei circuiti;
- verifica del corretto serraggio delle connessioni di messa a terra ed equipotenziali previste;
- verifica della corretta scelta e taratura dei dispositivi di protezione;
- verifica del grado di protezione dei componenti installati;
- verifica e controllo dei collegamenti per tutte le apparecchiature secondo gli schemi;
- verifica funzionale e prestazionale per accertare che l'impianto, i componenti, i comandi, i blocchi, i meccanismi, ecc., funzionino correttamente;
- messa in servizio e verifica che l'impianto e i suoi componenti lavorino nel complesso secondo le indicazioni di progetto;
- verifica di soglia di intervento dei relè termici e dei relè differenziali;
- verifica soglie taratura SPI e DG;
- verifica funzionale del generatore con misura delle tensioni e correnti di stringa, programmazione e settaggio inverter incluso configurazione di rete;
- verifica funzionale del sistema di controllo e supervisione e del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- verifica funzionale dei sistemi di sgancio di emergenza sia del generatore sia delle stazioni di ricarica veicoli.

13. DICHIARAZIONE DI CONFORMITA'

Al termine dei lavori la Ditta installatrice dovrà provvedere a rilasciare la dichiarazione di corretta installazione e funzionamento dell'impianto redatta secondo il modulo ministeriale. Si ricorda che l'impianto in oggetto (potenza >20kWp) non ricade nel campo di applicazione del DM37/08.

La Committenza dovrà provvedere ad inviare apposita SCIA redatta ai sensi dell'art.4 DPR151/11 al Comando provinciale dei Vigili del Fuoco ad integrazione della pratica di prevenzione incendi relativa all'intera attività.

14. PIANO DI MANUTENZIONE

Per quanto riguarda il piano di manutenzione si rimanda alla relazione del piano di manutenzione contenuta nel file allegato **16_G.16**.