

**PROGETTO**

**RIGENERAZIONE URBANA AREA  
" EX FOX PETROLI "**

**LOCALITA'**

**COMUNE DI RIMINI**  
*Via della Circonvallazione Meridionale*

**COMMITTENTE**

**COOP Alleanza 3.0**  
*Via Villanova, 29/7 - Villanova di Castenaso - BO*



**TECNICI INCARICATI**

COORDINAMENTO DI PROGETTO Ing. Francesco Bursi  
Arch. Lucia Bursi  
info@ateamprogetti.com

PROG. ARCHITETTONICA Geom. Rugini Giuliano  
Ing. Matteo Mengoni  
Geom. Daniele Volpi  
Arch. Manlio Valentino Maltese  
info.studiogrg@gmail.com

PROG. STRUTTURALE Ing. Gilberto Sarti  
info@structuraeng.eu

IMPIANTISTICO - MECCANICO P.I Marco Bottega  
tel. +39 3332184546

IMPIANTISTICO - ELETTRICO P.I Mirco Magnani  
info@magnanimirco.it

GEOLOGICA E GEOGNOSTICA Geol. Stefano Vincenzi  
info@intergeosm.com

SCREENING E BIODILIZIA Ing. Francesco Bursi  
Arch. Lucia Bursi  
info@ateamprogetti.com

RUMORE E TRAFFICO Dott. Carlo Odorici  
carlo.odorici@ccp-mo.it  
Ing. Roberto Odorici  
roberto.odorici@ccp-mo.it



REV.	DATA	NOTE

TITOLO ELABORATO	Codice Commessa	Fase	Codice elaborato	
Relazione tecnica impianto fotovoltaico	CM_R	PDC	IMP_E	02
SCALA :	/ DATA :		30/04/2021	
NOMEFILE :	CM_R_PDC_IMP_E_02			

ARCHITETTURA E INGEGNERIA  
**STUDIO GRG**  
www.studiogrg.net  
Via Deruta n°113, Perugia ( PG )  
info.studiogrg@gmail.com

**ATEAM**  
progetti sostenibili  
Via Torre n°5, Modena (MO)  
info@ateamprogetti.com

**STRUCTURA ENGINEERING S.R.L.**  
Ing. GILBERTO SARTI  
Via Circ. Meridionale n°54, Rimini (RN)  
info@structuraeng.eu

Progettazione  
**Bottega**  
Consulenza impianti Termotecnici  
Via Cà Turchi n°8, Coriano ( RN )  
info@magnanimirco.it

**M**  
Via Cà Turchi n°8, Coriano ( RN )  
info@magnanimirco.it

**RAXIS**  
AMBIENTE SRL  
Via Canaletto Centro n°476, Modena ( MO )  
Tel. 059 / 454000

**INDICE**

<b>A)</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>2</b>
<b>B)</b>	<b>SITO DI INSTALLAZIONE</b>	<b>3</b>
<b>C)</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO</b>	<b>3</b>
<b>D)</b>	<b>RIFERIMENTI NORMATIVI</b>	<b>35</b>
<b>E)</b>	<b>PRESCRIZIONI E RACCOMANDAZIONI</b>	<b>37</b>
<b>F)</b>	<b>APPENDICE</b>	<b>38</b>



**RELAZIONE TECNICA  
DI PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO  
POTENZA 66,00 kWp**

**RIGENERAZIONE URBANA AREA  
"EX FOX PETROLI"  
Via della Circonvallazione Meridionale  
RIMINI (RN)**

**Spett./le  
COOP Alleanza 3.0  
Via Villanova n°29/7  
VILLANOVA DI CASTENASO (BO)**

**A) PREMESSA**

In conformità alla delibera della regione Emilia Romagna n°156/2008 e del DGR 1362-2010 e s.m.i., l'impianto fotovoltaico sarà dimensionato tale da garantire il contemporaneo rispetto delle seguenti condizioni:

- Potenza elettrica installata non inferiore a 0,5kWp ogni 100mq di superficie utile in ampliamento;
- Potenza elettrica P installata non inferiore a  $P=Sq/50$ , dove Sq è la superficie coperta dell'edificio misurata in mq.

Considerando l'edificio oggetto di intervento, la superficie coperta dell'edificio misurata in pianta è pari a 1768mq, e quindi nel nostro caso la potenza totale minima dell'impianto fotovoltaico dovrà essere pari a 35,36kWp.

Viste le misure volontarie in bioedilizia del Comune di Rimini riferite all'Art.4.3 considerando un incremento  $\geq 75\%$  al fine del raggiungimento dei 12 punti previsti, la potenza minima dell'impianto fotovoltaico sarà di 61,88kWp.

L'impianto fotovoltaico dovrà avere:

- Una potenza lato corrente continua superiore all'85% della potenza nominale del generatore fotovoltaico, riferita alle particolari condizioni di irraggiamento;
- Una potenza attiva, lato corrente alternata, superiore al 90% della potenza lato corrente continua (efficienza del gruppo di conversione);
- Normative Regionali;
- Normative Comunali.

L'intero impianto dovrà godere di una garanzia non inferiore a due anni a far data dal collaudo dell'impianto stesso, mentre i moduli fotovoltaici godranno di una garanzia di 20 anni sulle prestazioni.

L'energia prodotta negli anni sarà ridotta per effetto delle perdite per l'invecchiamento dell'impianto fotovoltaico.

È esclusa dal presente progetto il dimensionamento della struttura metallica di sostegno di tutti i mugoli fotovoltaico, in quanto demandata al professionista incaricato per le opere edili/strutturali.

**Normativa di riferimento**

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato nell'Appendice "Riferimenti Normativi".



## **B) SITO DI INSTALLAZIONE**

### **B.1 Premessa**

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

### **B.2 Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico (descrizione del sito)**

Il contesto in cui verrà installato l'impianto è il seguente:  
Piano copertura di civile abitazione.

### **B.3 Disponibilità della fonte solare (irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale)**

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando i dati "UNI 10349" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

## **C) DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO**

### **C.1 Criterio generale di progetto**

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

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

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

### **C.2 Criterio di stima dell'energia prodotta**

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

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

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

per i seguenti valori:

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



### **C.3 Criterio di verifica elettrica**

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

#### **TENSIONI MPPT**

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$  a 70 °C maggiore della Tensione MPPT minima.  
Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$  a -10 °C minore della Tensione MPPT massima.

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

#### **TENSIONE MASSIMA**

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$  a -10 °C inferiore alla tensione massima dell'inverter.

#### **TENSIONE MASSIMA MODULO**

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$  a -10 °C inferiore alla tensione massima di sistema del modulo.

#### **CORRENTE MASSIMA**

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$  inferiore alla corrente massima dell'inverter.

#### **DIMENSIONAMENTO**

Dimensionamento compreso tra il 70% e 120%.

Per dimensionamento si intende il rapporto di potenze tra l'inverter e il sottocampo fotovoltaico ad esso collegato.

### **C.4 Il dimensionamento elettrico**

#### La tensione della sezione in corrente continua

La tensione della sezione in corrente continua (c.c.) di un generatore fotovoltaico va opportunamente scelta, nella fase progettuale, in funzione della tipologia dei moduli utilizzati, dell'inverter a cui è collegato e della temperatura ambiente del sito di installazione.

Occorre anzitutto tenere conto dei diversi valori della tensione della sezione in c.c. di un impianto fotovoltaico.

La tensione della sezione in c.c. di un generatore fotovoltaico varia in modo inverso alla temperatura di funzionamento dei moduli fotovoltaici. In particolare, la variazione della tensione a vuoto **VOC** di un modulo fotovoltaico, rispetto al valore in condizioni standard **VOC,STC**, in funzione della temperatura di lavoro delle celle **T<sub>cel</sub>** e espressa da:

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} - N_s * \beta * (25 - T_{cel}) \quad (4.6)$$

essendo

**$\beta$**  il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura; si tratta di un valore che dipende dalla tipologia del modulo fotovoltaico, assumendo valori più elevati per i moduli in Silicio cristallino (in genere -2,2 mV/°C/cella) e più contenuti per i moduli a film sottili (in genere circa -1,5 ÷ -1,8 mV/°C/cella); valori più precisi sono riportati sui fogli illustrativi, o datasheet, dei moduli; il coefficiente di temperatura  $\beta$  è determinato nel corso delle prove di qualifica secondo le Norme CEI EN 61215 o CEI EN 61646;

**$N_s$**  il numero delle celle in serie nella stringa.

La tensione a vuoto e la tensione di lavoro variano, invece, in modo diretto con l'irraggiamento solare incidente sui moduli fotovoltaici. Questa variazione può essere opportunamente considerata, giacché in casi particolari l'irraggiamento  $G_p$  può raggiungere valori di circa 1 200 W/m<sup>2</sup>.

La dipendenza della tensione a vuoto **V<sub>oc</sub>** dall'irraggiamento e dalla temperatura ambiente è espressa dalla seguente formula (CEI EN 61829):

$$V_{oc} = V_{oc,STC} - N_s * [ A * \ln(G_{STC} / G_p) - \beta * dT_J / dG * G_p + \beta * (T_{STC} / T_A) ] \quad (4.7)$$

dove:

**$G_p$**  è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli (W/m<sup>2</sup>)

**$G_{STC}$**  è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli, in Condizioni di Prova Standard (W/m<sup>2</sup>)

**$V_{oc,STC}$**  è la tensione a vuoto alle Condizioni di Prova Standard (V)

**$T_A$**  è la temperatura ambiente (°C)

**$N_s$**  è il numero di celle in serie nella stringa

**$A$**  è il prodotto del fattore di non-idealità (compreso tra 1 e 2, per i moduli a silicio cristallino, ma che può assumere valori maggiori di 2 per quelli a silicio amorfo) e della tensione termica (ca 25 mV) del diodo; nel caso di fattore di non-idealità pari a 1,5 si ottiene  $A \approx 37,5$  mV/cella.

**$\beta$**  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura (mV/°C/cella)



**dT<sub>J</sub> / dG** è un coefficiente che può essere determinato, per schiere di moduli installate in modo da non risentire l'effetto di ostruzioni, tramite il valore della temperatura nominale di lavoro dei moduli utilizzati, NOCT:

$$dT_J/dG = (NOCT - 20) / 800 \quad (4.8)$$

La scelta della tensione c.c. del generatore fotovoltaico va effettuata tenendo conto:

- dei dispositivi che compongono il generatore fotovoltaico (moduli) e quelli a cui è collegato (inverter)
- delle correnti per le quali esso dovrà essere dimensionato
- dei limiti di sicurezza elettrica.

Per il corretto funzionamento del generatore fotovoltaico e dell'inverter a cui esso è collegato, per quanto detto sopra, si deve tenere conto della tensione massima di sistema, giacché la sezione in c.c. in condizioni di circuito aperto si porta a lavorare a tale valore. Occorre quindi prestare attenzione a valutare correttamente in fase di progetto la tensione massima di sistema, tenendo conto del valore che la tensione di circuito aperto della sezione in c.c. può assumere a basse temperature (in Italia, tipicamente -10°C per zone fredde e 0°C per le zone meridionali e costiere). Occorre poi tenere conto, nella scelta della tensione del generatore fotovoltaico, della tensione massima di sistema del modulo fotovoltaico. Il modulo è caratterizzato da una tensione massima ammessa per il sistema in cui esso viene inserito (CEI EN 50380), dichiarata dal costruttore e normalmente certificata. Il valore usuale della tensione massima ammessa è attualmente compreso fra 600 V e 1 000 V. È necessario ovviamente che la tensione massima del generatore fotovoltaico sia inferiore alla tensione massima di sistema del modulo fotovoltaico.

Inoltre, la tensione del generatore fotovoltaico va scelta in modo tale che le sue variazioni siano sempre all'interno della finestra di tensione d'ingresso ammessa dall'inverter. In tale dimensionamento si deve tenere conto delle variazioni di tensione di funzionamento e di tensione a vuoto del generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento e della temperatura di funzionamento.

Normalmente la tensione d'ingresso dei convertitori varia in funzione della taglia e della tipologia. Generalmente sono indicati un valore minimo ed un valore massimo di tensione entro i quali l'inverter lavora correttamente. Sotto il valore minimo, l'inverter si blocca o peggiora le sue prestazioni; sopra il valore massimo, l'inverter può guastarsi o possono intervenire sistemi di protezione. Per i prodotti commerciali più diffusi, il valore minimo di tensione di funzionamento non è inferiore a 100 V, mentre il valore massimo non è superiore a 1 000 V. Generalmente, la finestra di funzionamento non copre tutto il campo fra 100 V e 1 000 V ma solo una parte di esso.

La scelta della tensione nominale e massima del generatore fotovoltaico può anche essere condizionata dal costo dei dispositivi di interruzione crescente al crescere della tensione.

Sono comunque disponibili componenti commerciali certificati per l'impiego su sistemi a tensione massima in c.c. fino a 1 200 V.

Infine, un aspetto rilevante dal punto di vista della sicurezza, e l'impossibilità pratica di porre fuori tensione il generatore fotovoltaico alla presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione in fase di progettazione del generatore fotovoltaico, così come in occasione della sua manutenzione e, ancora, in caso di intervento delle protezioni.

Dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è normalmente gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, adottando le possibili soluzioni previste dalla Norma CEI 64-8.

Nel caso di uso di moduli che richiedono la connessione a terra di una delle polarità, diretta o per mezzo di fusibili o resistenze, il sistema sarà gestito di conseguenza con le precauzioni progettuali necessarie. In questo caso, il sistema diventa TT e necessita di una separazione almeno semplice con la rete elettrica.

#### Configurazione serie parallelo

Le stringhe sono costituite da moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie tra loro (Figura 4.2), e in genere meccanicamente disposti affiancati.

Nella scelta della configurazione delle stringhe di moduli fotovoltaici, queste devono essere costituite da moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche, per quanto possibile, simili fra loro (incluso corrente di cortocircuito, tensione a vuoto, corrente e tensione alla massima potenza), in modo da limitare le differenze di contribuzione energetica dei moduli (mismatch) solamente alle differenze del loro processo produttivo.

E inoltre importante che tutti i moduli appartenenti alla stessa stringa siano, il più possibile, posizionati in modo da garantire un'identica esposizione all'irraggiamento solare (azimut, elevazione e ombreggiamento).

Un altro accorgimento consiste nella sostituzione dei moduli guasti, con altri dello stesso tipo, in modo da evitare variazioni delle caratteristiche elettriche delle stringhe.

Nel caso di connessione di più stringhe in parallelo fra loro, si raccomanda di avere un numero di moduli in serie uguale per tutte le stringhe.

Riepilogando, per massimizzare la produzione d'energia, è opportuno che le stringhe non siano differenti per:

- tipo di modulo
  - classe di corrente del modulo
  - esposizione dei moduli (azimut, elevazione e ombreggiamento)
- numero dei moduli in serie.

Stringhe, che non rispondano alla suddetta uniformità, è opportuno che siano collegate a inverter separati o ad inverter dotati di sezioni di ingresso con dispositivi MPPT separati.



Ciascuna stringa di moduli fotovoltaici è opportuno che sia singolarmente sezionabile, al fine di poter effettuare verifiche di funzionamento e manutenzioni senza dover porre fuori servizio l'intero generatore fotovoltaico.

Nella scelta dei dispositivi di sezionamento, occorre tenere conto che l'apertura del dispositivo non esclude il mantenimento della tensione lato c.c.

In caso di più stringhe in parallelo, si dovrebbe valutare l'opportunità di inserire su ciascuna stringa un dispositivo di protezione contro le sovracorrenti o le correnti inverse, al fine di evitare che, in seguito a ombreggiamento o guasti, una stringa divenga passiva, cioè assorba e dissipi la potenza elettrica generata dalle altre stringhe connesse in parallelo. In questo modo si eviterebbero delle perdite di potenza ed eventuali danni ai moduli della stringa divenuta passiva.

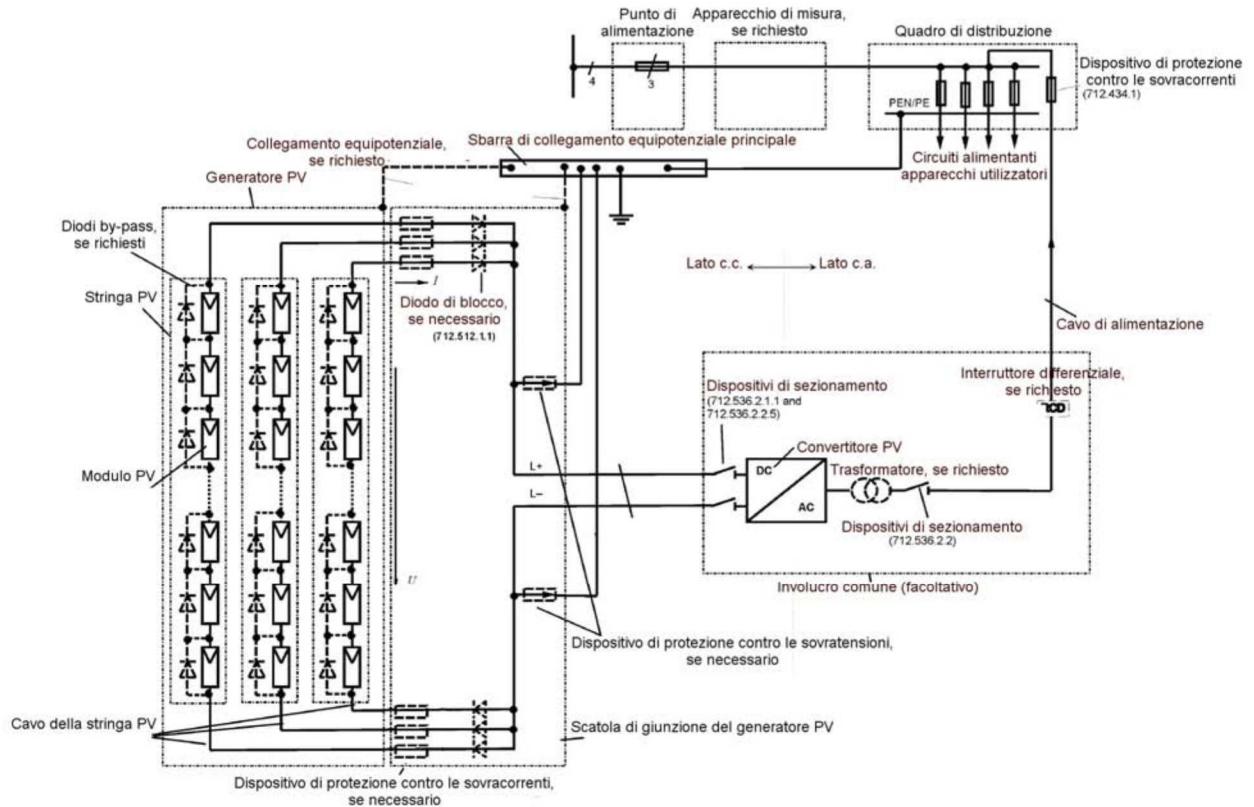


Figura 712.1 Installazione PV. Schema generale. Un pannello

Figura 4.2 – Schema di collegamento dei moduli e delle stringhe di un generatore fotovoltaico (tratto dalla CEI 64-8/7)

La protezione per sovracorrente può essere ottenuta mediante interruttore con protezione magneto-termica o mediante fusibili.

La protezione per corrente inversa può essere ottenuta mediante diodi di blocco, che possono assolvere indirettamente anche la funzione di protezione per sovracorrente.

Il diodo di blocco in serie a ciascuna stringa, evita il rischio che una stringa possa diventare carico per le altre in parallelo, quando le caratteristiche elettriche differiscono per motivi costruttivi o per ombreggiamenti momentanei o per condizioni termiche.

Ovviamente i diodi introducono una perdita di potenza sistematica per effetto della caduta di tensione sulla loro giunzione. Le perdite sui diodi possono essere ridotte impiegando componenti con giunzione metallo-semiconduttore tipicamente con caduta di 0,4 V (diodi Schottky) contro 0,7 V dei diodi convenzionali, tenendo presente che attualmente non risultano disponibili diodi Schottky con tensioni di tenuta inversa superiore a 1 500 V. In ogni caso la tensione nominale inversa dei diodi deve essere almeno 2 volte la tensione a vuoto a STC della stringa e la corrente diretta pari a 1,25 volte la corrente di corto circuito della stringa a STC.

In relazione all'esposizione alle sovratensioni indotte di origine atmosferica, deve essere valutata l'opportunità di dotare ciascuna stringa (o eventualmente la sbarra di parallelo) di dispositivi di protezione contro le sovratensioni (scaricatori e/o limitatori di tensione). Tali dispositivi devono essere adatti a circuiti in c.c. (meglio se con segnalatore di intervento) e, se necessario, protetti da fusibile al fine di evitare che il loro innescamento permanente possa determinare incendi. Per la scelta di questi dispositivi occorre tener presente che la tensione nominale deve essere almeno eguale alla tensione massima del sistema e la loro tensione residua deve essere coordinata con i livelli di tenuta ad impulso dei moduli fotovoltaici o comunque dei componenti che si vogliono proteggere.

Per limitare le sovratensioni indotte di origine atmosferica, si raccomanda infine di realizzare, quando possibile, il cablaggio dei moduli che compongono ciascuna stringa di moduli, realizzando due anelli nei quali la corrente circoli in senso opposto. In questo modo, si realizzeranno due spire nelle quali le sovratensioni indotte si compenseranno almeno parzialmente, riducendo quindi il valore della sovratensione risultante ai terminali della stringa (vedi Figura 4.3). Nel caso in cui non sia possibile provvedere alla creazione di due anelli ad induzione invertita, si raccomanda un percorso di cablaggio delle stringhe tale da minimizzare l'area della spira equivalente creata dal circuito delle celle e dei collegamenti tra i moduli fotovoltaici.

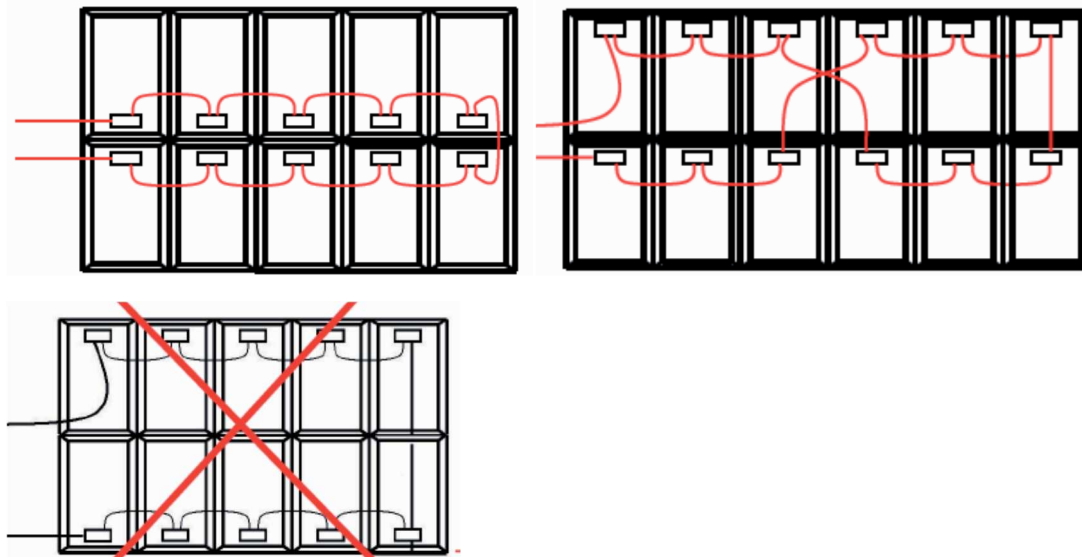


Figura 4.3 – Percorso del cablaggio dei moduli che compongono ciascuna stringa del generatore fotovoltaico

### **C.5 I gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata**

#### Caratteristiche generali dell'inverter

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (costituito da uno o più inverter), agendo come generatore di corrente, attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Gli inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici oggetto del presente progetto sono idonei al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare gli inverter devono essere rispondenti alle Norme armonizzate alla Direttiva EMC (2004/108/CE) e alla Direttiva Bassa Tensione (2006/95/CE). I valori della tensione e della corrente di ingresso di queste apparecchiature devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico a cui sono connessi, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale sono connessi. Il gruppo di conversione è basato su inverter a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed è in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

Tra i dati di targa, onde consentire il dimensionamento dell'impianto e la scelta dell'inverter più appropriato all'applicazione, dovrebbero figurare:

- lato generatore fotovoltaico
- potenza nominale e potenza massima in c.c.
- corrente nominale e corrente massima in c.c.
- tensione nominale e massima tensione ammessa in c.c.
- campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento normale
- lato rete c.a.
- potenza nominale in c.a. e potenza massima erogabile continuamente dal gruppo di conversione, nonché il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata
- corrente nominale erogata in c.a.
- corrente massima erogata in c.a. (questo dato consente di determinare il "contributo dell'impianto alla corrente di corto-circuito")
- Distorsione e fattore di potenza ("qualità dell'energia immessa in rete")
- Efficienza di picco e condizioni di ingresso/uscita a cui si ottiene la massima efficienza di conversione
- Efficienza a carico parziale (al 5%, 10%, 20%, 30%, 50%) e al 100% della potenza nominale del gruppo di conversione, così come per il cosiddetto "rendimento europeo" (in alternativa, potrà essere fornito il diagramma di efficienza).

L'inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro IP65; questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche.



Un'ulteriore nota riguarda le possibili interferenze prodotte dagli inverter. Gli inverter per fotovoltaico sono realizzati con dispositivi a semiconduttore che commutano (si accendono e si spengono) ad alta frequenza (fino a 20 kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Le interferenze possono essere condotte (trasmesse dai collegamenti elettrici) o irradiate (trasmesse come onde elettromagnetiche).

Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE, ciò vuol dire che si presume che rispettino le norme che limitano queste interferenze ai valori prescritti, senza necessariamente annullarle. Inoltre le verifiche di laboratorio sono eseguite in condizioni standard che non sono necessariamente ripetute sui luoghi di installazione, dove peraltro possono essere presenti dispositivi particolarmente sensibili. Quindi, per ridurre al minimo le interferenze e bene evitare di installare l'inverter vicino ad apparecchi sensibili (es. in una installazione in sottotetto tenerlo lontano dalla centralina mixer TV) e seguire le prescrizioni del costruttore, ponendo attenzione alla messa a terra dell'inverter e collegandolo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente utilizzando cavidotti separati (sia per l'ingresso dal campo fotovoltaico che per l'uscita in c.a.).

Nel caso in cui l'inverter sia senza trasformatore, ai fini della protezione contro i contatti indiretti nel lato corrente continua si applica quanto prescritto dalla CEI 64-8/7 712.413.1.1.1.2.

Nel caso di connessione di impianti FV alla rete BT, gli inverter devono avere una separazione metallica tra parte in corrente continua (anche se interna all'inverter) e parte in alternata, anche al fine di non iniettare correnti continue nella rete elettrica (CEI 0-21). Se la potenza complessiva di produzione non supera i 20 kW, tale separazione metallica può essere sostituita da una protezione che intervenga per valori di componente continua complessiva superiori allo 0,5% del valore efficace della componente fondamentale complessiva dei convertitori (CEI 0-21).

#### Campo di funzionamento in ingresso e in uscita

La tensione in ingresso deve tenere conto della tensione delle stringhe fotovoltaiche. Per la tensione in uscita occorre, invece, tenere conto che i valori di tensione e frequenza devono essere compresi nel campo di funzionamento indicato sulla targhetta dell'inverter; per la rete dei distributori nazionali sono usualmente 230 V 50Hz (400 V in trifase).

La frequenza della rete dei distributori nazionali è molto stabile, tant'è che le protezioni di frequenza sono tarate per intervenire con deviazioni di 0,3 Hz. Esistono, però, situazioni particolari, tipicamente reti di distributori che localmente sono alimentate da gruppi elettrogeni, dove i parametri di rete sono caratterizzati da un minore grado di stabilità: in questo caso deve essere possibile intervenire (in accordo con il proprietario della rete) sui parametri della protezione di interfaccia allargandone la finestra di insensibilità (ad esempio a  $\pm 1$ Hz) peraltro senza che questa operazione pregiudichi il funzionamento dell'inverter.

Per quanto riguarda la tensione in ingresso occorre tenere conto che sia che si configuri il campo fotovoltaico adattandolo al modello di inverter preferito o che si debba scegliere l'inverter idoneo alla configurazione delle stringhe adottata, vanno valutate attentamente le condizioni estreme di funzionamento per avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter.

Per ogni modello di inverter è definita la massima tensione continua applicabile in ingresso. La tensione a vuoto del campo fotovoltaico, stimata alla minima temperatura di funzionamento prevista, deve, quindi, essere inferiore a tale valore di tensione. Su alcuni modelli d'inverter, lo stadio d'ingresso è costituito da un banco di condensatori, quindi l'inserzione sul campo fotovoltaico causa un breve spunto di corrente, pari alla corrente di cortocircuito del campo/sottocampo fotovoltaico collegato ai morsetti (somma delle correnti di cortocircuito delle stringhe collegate), che non deve fare intervenire eventuali protezioni interne.

Ogni modello d'inverter è caratterizzato da un campo di valori di tensione d'ingresso di normale funzionamento; è importante, ai fini dell'efficienza complessiva dell'impianto, che il gruppo di conversione riesca a fare lavorare il campo fotovoltaico sempre nelle condizioni di massima potenza: da questo punto di vista il valore minimo di funzionamento è il più importante, in quanto indica la minima tensione continua in ingresso che mantiene accesa la logica di controllo e/o permette la corretta erogazione nella rete del distributore anche a bassi valori di irraggiamento solare (alba e tramonto).

Al crescere della temperatura della cella fotovoltaica, la tensione di massima potenza del campo si abbassa. Pertanto, nella scelta dell'inverter, occorre stimare la tensione del campo alla temperatura massima della cella e verificare che sia maggiore della tensione minima di funzionamento dell'inverter in MPPT.

Alcuni inverter adottano un valore minimo di funzionamento della tensione c.c. in ingresso, variabile dinamicamente con l'ampiezza della tensione della rete del distributore: al crescere della tensione della rete del distributore viene elevato il limite inferiore di funzionamento. In questo caso occorre valutare la tensione della rete del distributore normalmente presente nel punto di consegna (tenendo conto dell'ulteriore aumento di tensione indotto dall'inverter in erogazione) ed il suo effetto sul funzionamento c.c. dell'inverter per evitare che un dimensionamento eseguito sui soli valori nominali porti il generatore fotovoltaico a lavorare al di fuori delle condizioni di massima potenza pregiudicando l'efficienza complessiva. È consigliabile comunque riferirsi sempre al Manuale d'uso del prodotto o contattare il Costruttore.

È bene notare che il rendimento massimo di un inverter non è un parametro del tutto esauriente ai fini del suo dimensionamento e per poter effettuare un confronto tra i vari prodotti esistenti sul mercato, in quanto gli inverter per la maggior parte del tempo di esercizio lavorano in condizioni di carico parziale.

Un parametro che tiene conto di questo aspetto e il rendimento europeo, il quale ponderando i diversi regimi a carico parziale in base alla percentuale temporale riferita al periodo di funzionamento dell'inverter, permette, in pratica, di confrontare i diversi prodotti in base alla radiazione solare specifica del territorio e alla resa dell'inverter nelle condizioni reali di esercizio.



### Configurazione del gruppo di conversione

Nella scelta della tipologia del gruppo di conversione (costituito da uno o più inverter) occorre tenere conto che il tipo di connessione alla rete del distributore dipende dalla potenza dell'impianto:

- per potenza nominale del gruppo di conversione superiore ai 6 kW, si adotta la connessione trifase alla rete elettrica
- per potenze non superiori a 6 kW si può adottare la connessione monofase

Qualora sia adottata la connessione trifase, questa può essere ottenuta utilizzando inverter con uscita trifase oppure inverter monofasi in configurazione trifase (tipicamente connessi tra una fase di rete ed il neutro).

Nel caso di utilizzo di più inverter monofasi in configurazione trifase, è opportuno che essi siano distribuiti equamente sulle tre fasi della rete del distributore in modo da minimizzare lo squilibrio nelle potenze erogate, deve essere contenuto entro i 6 kW. È utile che tale squilibrio sia verificato in qualsiasi condizione di esercizio dell'impianto (arresto di alcuni inverter, carichi squilibrati, guasti, differenti orientamenti, ecc.).

A questo fine, possono essere previsti opportuni sistemi di controllo dell'impianto.

In questo caso, deve essere previsto un organo di interfaccia, unico per l'intero impianto, asservito ad un'unica protezione di interfaccia o alle protezioni di interfaccia integrate negli inverter, quando presenti. Per potenze fino a 20 kW, la funzione può essere svolta da dispositivi di interfaccia distinti fino ad un massimo di tre.

Si ricorda che la protezione di interfaccia, sia interna che esterna all'inverter, va documentata dall'esito di prove di tipo, eseguite presso un laboratorio accreditato, secondo le indicazioni della società di distribuzione.

In funzione della configurazione dell'impianto fotovoltaico, nella fase di dimensionamento è opportuno scegliere i componenti più adeguati alle condizioni locali (potenza complessiva, eventuali differenti orientazioni di parti del generatore e ombreggiamenti parziali sui moduli, ecc...). In questa fase assume importanza la scelta del tipo di inverter: in particolare va definito se ripartire la potenza del generatore fotovoltaico su più inverter (**gruppo di conversione multi-inverter**) o se utilizzare un unico inverter (**gruppo di conversione ad inverter centralizzato**). Ciascuna soluzione presenta vantaggi e svantaggi, che vanno analizzati opportunamente dal progettista, giacché non esiste a priori una tipologia più adatta delle altre.

Tipicamente gli inverter di taglia elevata hanno costi per unità di potenza inferiori agli inverter di taglia più bassa, anche in considerazione del fatto che è più semplice ottenere efficienze elevate in macchine di potenza elevata. Per contro gli inverter di piccola potenza sono generalmente adatti per l'installazione in esterno e permettono la semplificazione dei cablaggi in corrente continua eliminando la necessità dei quadri di parallelo stringhe, in prossimità dei moduli fotovoltaici.

Considerando gli aspetti riguardanti il monitoraggio dell'impianto, i nuovi inverter centralizzati sono generalmente corredati di quadri di parallelo stringhe di tipo "intelligente" che consentono di effettuare il controllo dell'efficienza delle singole stringhe, al pari degli inverter di stringa.

In termini di affidabilità dell'intero impianto di produzione, se da un lato la probabilità di guasto nei sistemi di conversione multi-inverter potrebbe essere superiore essendo maggiore il numero di componenti presenti, dall'altro il fermo di un inverter centralizzato causa la totale perdita di produzione dell'impianto.

### Scelta dell'inverter e della sua installazione

La scelta del modello di inverter e della sua taglia, va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata. Si può stimare la taglia dell'inverter, scegliendo tra 0,80 e 0,90 il rapporto tra la potenza attiva erogata nella rete del distributore e la potenza nominale del generatore fotovoltaico; questo rapporto tiene conto della diminuzione di potenza dei moduli fotovoltaici nelle reali condizioni operative (temperatura di lavoro, sporcizia accumulata sul vetro anteriore, cadute di tensione sulle connessioni elettriche,...) e del rendimento degli inverter. Tale rapporto è però fortemente dipendente dalle condizioni d'installazione dei moduli (latitudine, inclinazione, temperatura ambiente, ecc) che possono far variare

consistentemente la potenza generata. Per questo motivo, l'inverter è provvisto di una limitazione automatica della potenza erogata, che consente di ovviare a situazioni dove la potenza generata diventa maggiore di quella normalmente prevista. Dopo aver scelto il modello d'inverter, occorre porre attenzione all'ambiente d'installazione.

La prima scelta da effettuare è il luogo d'installazione; questo può essere in interno o in esterno, a secondo del grado di protezione dell'inverter e delle indicazioni fornite dal costruttore.

È bene tuttavia, anche per inverter classificati da esterno, evitare l'esposizione diretta alla luce del sole per evitare inutili riscaldamento prodotti dall'energia solare incidente.

Dopo avere assicurato all'inverter un ambiente idoneo al suo grado di protezione, occorre garantire adeguate temperature e ventilazioni in quanto sono cruciali per le prestazioni dell'inverter: ogni inverter è caratterizzato da un campo di temperature ambiente all'interno del quale può operare con sicurezza e da una temperatura di riferimento alla quale è definita la potenza nominale. La temperatura di riferimento può non coincidere col campo delle temperature di funzionamento. Allontanandosi dalla temperatura di riferimento, l'inverter può limitare la potenza erogata al fine di mantenere sotto controllo la temperatura dei semiconduttori e salvaguardarne l'integrità; un riscaldamento eccessivo può portare al blocco dell'inverter per sovratemperatura. Occorre quindi un'attenta valutazione della temperatura ambiente che si stabilirà in prossimità dell'inverter per capire se nei momenti di maggiore produzione, che coincideranno coi momenti più caldi della giornata, l'inverter sarà in grado di immettere in rete la massima potenza disponibile, o sarà costretto a limitare la potenza erogata. Dalla documentazione tecnica fornita dal costruttore, si può ricavare la massima temperatura alla quale può essere erogata la potenza estratta dal campo



fotovoltaico e se questa è inferiore alla temperatura prevista, occorre installare l'inverter in un luogo diverso o migliorare la ventilazione del locale.

La ventilazione dell'inverter è estremamente importante al fine di garantirne le sue prestazioni. Il problema è particolarmente rilevante per installazioni in interno. Gli inverter, specie se a raffreddamento naturale (senza ventilatori), richiedono adeguate distanze di rispetto (spazi che devono essere lasciati liberi attorno all'inverter per permettere la circolazione dell'aria di raffreddamento), che sono indicate nei manuali a corredo.

## C.6 I cavi

I cavi elettrici devono soddisfare i seguenti principali requisiti:

- avere una tensione nominale compatibile con quella massima del sistema elettrico nel quale sono inseriti;
- avere una sezione dei conduttori tale da consentire una densità di corrente e una caduta di tensione inferiori ai limiti prescritti dalle norme applicabili e prestabiliti in fase progettuale.

La tensione nominale di un cavo e la tensione di riferimento per la quale il cavo è progettato e serve per definire le prove elettriche a cui deve essere sottoposto. La tensione nominale è data dalla combinazione di due valori,  $U_0/U$ , espressi in volt:

- $U_0$  è il valore efficace tra ogni conduttore isolato e la terra (copertura metallica del conduttore o ambiente circostante);
- $U$  è il valore efficace tra due conduttori di fase di un cavo multipolare o di sistema di cavi unipolari.

La tensione massima di un cavo ( $U_m$ ) e la tensione massima concatenata di un sistema (espressa in valore efficace) ed è il valore più elevato della tensione che può verificarsi in qualunque momento e in qualunque punto del sistema in condizioni regolari di esercizio, non tenendo conto di variazioni temporanee della tensione come, ad esempio, quelle dovute a guasti o a bruschi distacchi di carichi importanti (CEI 20-13).

### Cavi per circuiti in corrente continua

Secondo la Guida CEI 20-67 art. 2.3.1, nei circuiti in corrente continua la tensione nominale del sistema non deve superare 1,5 volte la tensione nominale dei cavi. Tale condizione si applica sia al valore  $U_0$  sia al valore  $U$  del cavo, i quali si riferiscono a valori efficaci della tensione in corrente alternata. In altri termini, tali norme indicano che, nei circuiti in corrente continua, le tensioni di riferimento del cavo sono ottenute dai valori  $U_0/U$  moltiplicati per 1,5.

I cavi dalla norma CEI 20-91 invece possono essere utilizzati fino alla tensione massima di 1800 V in corrente continua anche verso terra.

NOTA Questi cavi possono altresì essere impiegati in corrente alternata con tensione massima non superiore a 1200 V.

La tensione massima del sistema elettrico, costituito dai circuiti in c.c. di un impianto (o generatore) fotovoltaico, è data dal valore della tensione a vuoto del generatore FV alla minima temperatura di lavoro dei moduli ed è indicata con il simbolo  $V_{OC,max}$ .

Il valore di  $V_{OC,max}$  è determinabile con l'algoritmo riportato nella Norma CEI EN 61829, che presenta però difficoltà applicative in quanto occorrerebbe conoscere alcuni parametri caratteristici dei moduli (non sempre riportati nei datasheet forniti dal Costruttore).

Per questo motivo, la relazione tensione nominale in c.a. dei cavi  $* 1,5 K V_{OC,max}$  è di difficile verifica a causa della complicata determinazione del valore di  $V_{OC,max}$ .

Un metodo semplificato per verificare se la tensione nominale dei cavi in c.c. è adatta alla tensione massima del sistema elettrico fotovoltaico, senza effettuare il calcolo di  $V_{OC,max}$ , è indicato nella TS 62257-7-1 (Ed.1 art. 6.1.4.2). In tale documento, tenendo conto che la  $V_{OC,max}$  è sempre superiore al valore della tensione a vuoto del generatore FV a STC ( $V_{OC,ARRAY}$ ) e che questa è calcolabile come prodotto della tensione a vuoto a STC del modulo (ottenibile dai datasheet) per il numero di moduli che costituiscono la singola stringa, viene indicato che la tensione nominale del cavo deve essere 1,2 volte la  $V_{OC,ARRAY}$ .

Quindi occorre che tensione nominale in c.a. dei cavi  $* 1,5 K 1,2 * V_{OC,ARRAY}$

NOTA Il coefficiente correttivo 1,2 è generalmente adottato in tale formula, anche se esso può assumere valori differenti in funzione delle caratteristiche climatiche del sito e della tecnologia dei moduli fotovoltaici utilizzati. Un progetto normativo IEC propone di utilizzare una tabella nella quale sono indicati i valori da utilizzare per tale coefficiente correttivo.

In conseguenza di quanto detto sopra, poiché sia nei generatori fotovoltaici isolati da terra che in quelli con un polo connesso a terra la tensione nominale del cavo è  $U_0 = U$ , deve essere verificato che:

**$U_0 * 1,5 \_ 1,2 * V_{OC,ARRAY}$**

Ad esempio, i cavi aventi tensione nominale 0,6/1 kV sono adatti, dal punto di vista elettrico, per l'utilizzo in circuiti in c.c. di un generatore fotovoltaico se è verificato che:

- (metodo accurato secondo la CEI EN 61829)

**$U_0 * 1,5 \_ V_{OC,max}$**

$600 \times 1,5 = 900 \text{ V in c.c. } K V_{OC,max}$

oppure

- (metodo semplificato secondo TS 62257-7-1 Ed.1)

**$U_0 * 1,5 \_ 1,2 * V_{OC, ARRAY}$**

$600 \times 1,5 = 900 \text{ V in c.c. } K 1,2 * V_{OC, ARRAY}$



750 V in c.c. K VOC, ARRAY

#### Caratteristiche generali dei cavi in corrente continua

Negli impianti FV, i cavi in c.c. sono utilizzati per effettuare i collegamenti fra i moduli FV, i quadri di parallelo stringhe e gli inverter.

Per la connessione fra i moduli e i quadri di parallelo stringhe sono raccomandati i cavi per applicazioni fotovoltaiche, secondo la Norma CEI 20-91. Lo stesso tipo di cavo può essere anche utilizzato, anche per il collegamento tra quadri di parallelo stringhe e inverter.

La Norma CEI 20-91 definisce le caratteristiche dei cavi elettrici, con sigla di designazione H1Z2Z2-K, utilizzabili nei collegamenti in corrente continua fra moduli fotovoltaici, quadri di parallelo stringhe e inverter.

I cavi H1Z2Z2-K presentano le seguenti caratteristiche:

- Conduttore: fili di rame stagnato
- Isolante: miscela elastomerica reticolata senza alogeni di tipo G21 (HEPR)
- Guaina miscela elastomerica reticolata senza alogeni, tipo M21
- Temperatura ambiente: - 40 +90 °C
- Temperatura massima di sovraccarico: +120 °C
- Temperatura massima di cortocircuito: +250 °C
- Tensione massima, Um 1,8 kV c.c. anche verso terra
- Periodo di utilizzo stimato: 25 anni

In particolari condizioni di installazione (es. posa di cavi in interno, cavi installati in tubi protettivi, cavi interrati, livelli di tensione dei circuiti in c.c. inferiori a 1000 V, ...), secondo la valutazione del progettista, possono essere utilizzate altre tipologie di cavi.

I cavi utilizzati nella sezione in corrente continua di un impianto fotovoltaico devono avere, inoltre, le seguenti caratteristiche:

- Tensione massima compatibile con quella di sistema
- Sezione sufficiente a limitare le cadute di tensione, nel tratto compreso fra i moduli e gli inverter, entro il 2% (anche se è consigliabile rimanere entro l'1 %)
- Adatti all'installazione fissa all'esterno ed all'interno, protetti con guaina esterna o entro tubazioni isolanti a vista o incassate, o entro sistemi chiusi similari
- Adatti anche per la posa direttamente interrata o in tubo interrato secondo le prescrizioni della Norma CEI 11-17
- Resistenti all'acqua, agli UV, all'ozono, al gelo e agli agenti chimici, lunga durata
- Elevata resistenza meccanica
- Capacità di operare alla temperatura raggiungibile dalla specifica applicazione.

NOTA Poiché i moduli fotovoltaici operano anche a temperatura superiore di 40°C rispetto alla temperatura ambiente, i cavi che si trovano a contatto con i moduli devono essere in grado di operare a tale temperatura.

La connessione fra i moduli è generalmente realizzata mediante i cavi di cui sono dotati usualmente i moduli stessi: questi cavi escono dalle scatole di giunzione dei moduli e sono terminati con connettori a innesto rapido. Nei casi, oramai rari, di moduli non dotati di cavi di connessione, il collegamento fra i moduli avviene con cavi che vengono attestati nei morsetti interni alle scatole di giunzione dei moduli.

NOTA I cavi uscenti dalle scatole di giunzione dei moduli devono essere adeguati ai valori di U<sub>0</sub>/U della restante parte di impianto.

I connettori a innesto rapido devono avere grado di protezione sufficiente (normalmente IP65) ed essere realizzati, così come i cavi, con materiali resistenti ai raggi UV, per garantire il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 25 anni) (CEI EN 50521).

Il dimensionamento dei cavi viene effettuato con due obiettivi principali:

- mantenere la caduta di tensione alla massima corrente di utilizzo entro i limiti di progetto, secondo quanto riportato nella Norma CEI 64-8;
- assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

Poiché, come sopra detto, nel tratto compreso fra i moduli e gli inverter, i cavi sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione (al massimo entro il 2%, anche se è consigliabile rimanere entro l'1 %), questo comporta che la portata degli stessi sia quasi sempre sovrabbondante.

Le verifiche suddette sono effettuate mediante l'uso delle tabelle della Guida CEI 20-65. Per quanto riguarda la portata dei cavi FG21M21, si veda l'Allegato A della Norma CEI 20-91.

Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, le verifiche suddette sono effettuate per la condizione di posa più gravosa. Si raccomanda che la posa dei cavi nella sezione in c.c. dell'impianto fotovoltaico sia effettuata con i seguenti accorgimenti:

- i cavi siano sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio;
- la discesa dei cavi sia protetta meccanicamente mediante installazione in tubi, il cui collegamento al quadro elettrico e agli inverter avvenga garantendo il mantenimento del livello di protezione degli stessi;
- la messa in opera dei cavi sia realizzata in modo da evitare, durante l'esercizio ordinario, eventuali azioni meccaniche sugli stessi.



Cavi con isolamento rinforzato o isolamento in Classe II

Secondo la CEI 64-8 par. 413.2.4, per i sistemi elettrici in c.a. con tensioni nominali non superiori a 690 V in c.a., le condutture sono considerate con isolamento in classe II se sono costituite da:

- a) cavi con guaina non metallica aventi tensione nominale maggiore di un gradino rispetto a quella necessaria per il sistema elettrico servito e che non comprendano un rivestimento metallico;
- b) cavi unipolari senza guaina installati in tubo protettivo o canale isolante, rispondente alle rispettive Norme;
- c) cavi con guaina metallica aventi isolamento idoneo per la tensione nominale del sistema elettrico servito, tra la parte attiva e la guaina metallica e tra questa e l'esterno.

NOTA Parti metalliche in contatto con le precedenti condutture non sono da considerare masse.

A titolo di esempio, secondo la prima condizione della Norma CEI 64-8 par. 413.2.4, i seguenti cavi sono utilizzabili in circuiti elettrici in c.c. (di generatori FV isolati da terra o con una polarità connessa a terra) realizzati in classe di isolamento II fino alle tensioni di seguito indicate:

- a) Tensione massima in c.c. del generatore FV,  $V_{OC,max} = 450$  V. è possibile utilizzare un cavo con tensione nominale  $U_0/U = 450 / 750$  V, poiché presenta una tensione nominale maggiore di un gradino rispetto a quella necessaria per il sistema elettrico servito ( $U_0/U = 300/500$  V).
- b) Tensione massima in c.c. del generatore FV,  $V_{OC,max} = 675$  V. è possibile utilizzare un cavo con tensione nominale  $U_0/U = 0,6 / 1$  kV, poiché presenta una tensione nominale maggiore di un gradino rispetto a quella necessaria per il sistema elettrico servito ( $U_0/U = 450/750$  V).
- c) Tensione massima in c.c. del generatore FV,  $V_{OC,max} = 1\ 035$  V. è possibile utilizzare un cavo con tensione massima  $U_m = 1\ 800$  Vc.c., poiché presenta una tensione nominale maggiore di 1,5 volte la tensione nominale del sistema elettrico servito.

NOTA Tenendo conto di quanto detto nel par. 6.1.1 ed estendendo le indicazioni dalla CEI 64-8 sull'uso di cavi con isolamento in Classe II in sistemi elettrici in c.c. con tensioni nominali non superiori a 690 V (valore in c.a.), ne consegue che tali cavi sono utilizzabili in c.c. fino a  $690\ V \times 1,5 = 1\ 035$  V.

Protezione contro le correnti di sovraccarico sul lato corrente continua

La protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sui cavi delle stringhe FV e dei moduli FV quando la portata dei cavi sia eguale o superiore a 1,25 volte  $ISC_{STC}$  (712.433.1 della Norma CEI 64-8/7), dove  $ISC_{STC}$  è la corrente di cortocircuito del generatore fotovoltaico a STC.

La protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sul cavo principale FV se la portata è eguale o superiore a 1,25 volte il valore  $ISC_{STC}$  del generatore FV (712.433.2 della Norma CEI 64-8/7).

NOTA Le prescrizioni contenute negli articoli sopracitati si applicano solo per la protezione dei cavi. Per la protezione dei moduli FV si rimanda ai relativi paragrafi e alle istruzioni dei costruttori.

Protezione contro le correnti di cortocircuito sul lato corrente continua

Negli impianti fotovoltaici privi di accumulo elettrolitico e/o generatori ausiliari in parallelo sul lato c.c., la corrente di cortocircuito della singola stringa coincide con la corrente  $ISC_{STC}$  del modulo in essa contenuto che, come sopra detto, causa solo un lieve sovraccarico ai circuiti e ai componenti.

In questo caso, la mancanza di una corrente di corto circuito dell'ordine di 2-3 volte la corrente nominale, tipica degli impianti elettrici tradizionali, è vantaggiosa per il dimensionamento elettromeccanico dei componenti ma rende critica la selettività delle protezioni tradizionali di massima corrente.

Tuttavia nel caso di un generatore FV con elevato numero di stringhe in parallelo non è escluso che la corrente di cortocircuito assuma valori molto più elevati di quelli della singola stringa, in quanto al cortocircuito contribuiscono le correnti provenienti dalle altre stringhe in parallelo.

Cavi per circuiti in corrente alternata

Secondo la Guida CEI 20-67, art. 2.3.1, nei circuiti in corrente alternata la tensione nominale del sistema / circuito non deve superare la tensione nominale dei cavi. Tale condizione si applica sia al valore  $U_0$  sia al valore  $U$  del cavo. In pratica deve essere rispettata la relazione  $U_0/U$  del cavo  $K$   $U_0/U$  del sistema.

**C.7 Gli organi di manovra**

Per ragioni funzionali e di sicurezza, i circuiti elettrici sono dotati di dispositivi di manovra ed interruzione per:

- sezionamento, per poter eseguire lavori elettrici;
- interruzione, per poter eseguire lavori non elettrici, su apparecchiature;
- interruzione di emergenza, di fronte al rischio di un pericolo imminente;
- comando funzionale, per aprire o chiudere il circuito per motivi funzionali.

Sezionamento

Solitamente, ogni impianto elettrico è munito di un sezionatore che permette di separarlo da qualsiasi possibile alimentazione per motivi legati alla sua conduzione, al suo esercizio ed alla sua manutenzione.

Negli impianti fotovoltaici, invece, il generatore fotovoltaico genera tensione non appena su esso incide l'irraggiamento solare, anche nella fase di costruzione e, quindi, se non vi è altro modo di intervenire, potrebbe essere necessario eseguire un lavoro elettrico sotto tensione.



Pertanto, per poter eseguire lavori di tipo elettrico, ma anche non elettrico, sugli impianti fotovoltaici, si deve far riferimento alla Norma CEI 11-27 che riporta le prescrizioni riguardanti sia i profili professionali delle persone coinvolte in lavori sotto tensione, sia l'operatività necessaria per poter operare in sicurezza. La Norma succitata, tra l'altro, rappresenta un buon veicolo per raggiungere la completa comprensione dell'utilità dei sezionatori presenti negli impianti elettrici di qualsiasi livello di tensione.

In particolare per eseguire lavori sugli inverter o su scatole o armadi di connessione è necessario sezionare a monte e a valle perché sul lato c.c. si è quasi sempre in presenza di una doppia alimentazione.

Il sezionamento nel caso di impianti fino a 1 000 V si può considerare efficace quando è realizzato per mezzo di:

- sezionatori;
- apparecchi di interruzione idonei (che possiedono i requisiti specificati nella Norma CEI 64-8/5), previa disinserzione di eventuali organi di comando a distanza;
- prese a spina;
- cartucce per fusibili;
- barrette.

Nel caso non sia installato uno dei dispositivi suddetti, il sezionamento può essere effettuato mediante sconnessione fisica dei conduttori dal punto di alimentazione ed adeguato isolamento o allontanamento delle loro estremità, ad esempio con connettori ad innesto rapido, purché tale operazione sia effettuabile a vuoto. Non sono comunque accettabili, quali dispositivi di sezionamento, i morsetti e i dispositivi statici di interruzione (a semiconduttori).

Tuttavia, per evitare rischi per gli operatori e per gli impianti conseguenti a manovre errate (apertura del sezionatore sottocarico), si raccomanda di utilizzare sezionatori in grado di aprire il circuito in cui sono inseriti, alla corrente nominale e alla tensione massima di esercizio, utilizzando interruttori di manovra-sezionatori (IMS).

Per impianti fotovoltaici con un numero limitato di inverter di piccola taglia (tipicamente, da 1 a 5 inverter di potenza inferiore a 3 kW ciascuno), il sezionatore lato c.c. può anche essere costituito da un sezionatore semplice purché la sua apertura sia vincolata con appositi interblocchi all'apertura prioritaria dell'interruttore lato c.a.

#### Sezionamento del conduttore neutro

Per gli impianti a tensione uguale o inferiore a 1 000 V, riguardo al sezionamento del conduttore di neutro, va tenuto presente che:

- nei sistemi TN-C il conduttore PEN non deve essere mai sezionato;
- nei sistemi TN-S non è richiesto il sezionamento del neutro, salvo nei circuiti a due conduttori fase-neutro, quando tali circuiti abbiano a monte un dispositivo di interruzione unipolare sul neutro, per esempio un fusibile;
- nei sistemi utilizzatori TT e IT il conduttore di neutro deve essere sempre sezionato.

#### Comando di emergenza

I dispositivi di arresto di emergenza devono essere per numero, forma e dislocazione rapidamente accessibili ed azionabili dall'operatore con una sola manovra da posizione sicura (ad esempio pulsante a fungo con ritenuta, posizionato sul quadro elettrico principale).

Il dispositivo di arresto di emergenza deve essere onnipolare. Una volta azionato, il dispositivo di arresto di emergenza deve rimanere nella posizione di aperto senza richiedere, per ovvie ragioni, l'azione continua dell'operatore. Il ripristino nella posizione di riposo del dispositivo d'emergenza, inserito sul circuito di comando della macchina e sul circuito di comando a distanza dell'organo d'interruzione, non deve determinare da solo la richiusura del circuito di potenza. In impianti fotovoltaici, il dispositivo di emergenza dovrebbe comandare almeno l'apertura del circuito di ingresso e di quello di uscita dell'inverter.

#### Comando funzionale

Il comando funzionale non deve essere necessariamente onnipolare; nei circuiti monofasi è spesso unipolare.

Nei circuiti fase neutro, l'interruttore unipolare va inserito sul conduttore di fase e non sul conduttore di neutro.

Nei circuiti fase-fase si può usare il comando funzionale bipolare, ma è consentita anche la doppia interruzione unipolare.

#### L'interruttore generale

Un cenno particolare merita l'interruttore generale. Esso è un interruttore onnipolare posto fra la rete del distributore e l'impianto utilizzatore in bassa tensione. La sua funzione può essere molteplice, ma potendo svolgere la funzione di sezionamento, può servire per il comando d'emergenza, a patto che risponda ai requisiti di tale dispositivo.

#### Normativa di riferimento per i dispositivi di manovra ed interruzione in bassa tensione

I dispositivi manovra ed interruzione in corrente alternata adottano come riferimento le Norme CEI EN 60947-4-1 (dispositivi industriali) e CEI EN 60898-1 (dispositivi per uso domestico e similare).

Per i dispositivi in corrente continua si può, invece, fare riferimento alle CEI EN 50123.

Per la scelta degli interruttori ed i sezionatori per c.c. si può fare riferimento anche alle Norme CEI EN 60947-2 e CEI EN 60947-3.

Per la scelta dei fusibili si può fare riferimento alla Guida CEI 32-18.



Si precisa al riguardo che, in bassa tensione, i dispositivi in corrente alternata possono essere usati anche sulla corrente continua a patto che il costruttore indichi separatamente e specificatamente i dati di targa per i due modi di funzionamento.

La Norma CEI EN 60947-3 (11-17) con le sue Modifiche A1 e A2 "Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unita combinate con fusibili" e applicabile per gli apparecchi in corrente continua utilizzati negli impianti fotovoltaici.

Gli interruttori di manovra sono classificati in base alla categoria di utilizzo ovvero al tipo di carico che devono interrompere (resistivo-induttivo) e alla frequenza di manovra: la categoria DC21A o meglio DC21B e quella minima adottabile per le necessita dei generatori fotovoltaici per tutte le operazioni di sezionamento sotto carico.

Le categorie DC20A e DC20B indicano apparecchi che possono essere manovrati a vuoto e quindi richiedono sempre un altro dispositivo in serie che possa aprire il carico e/o precauzioni particolari per la loro manovra.

## **C.8 Le protezioni**

Gli impianti fotovoltaici devono essere dotati di opportuni sistemi di protezione, alla stregua di qualsiasi sistema elettrico di produzione. Nel caso particolare di inserimento di un impianto fotovoltaico in una rete elettrica d'utente, già esistente, ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa viene ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente adeguata o protetta. Si richiama l'attenzione ricordando che deve essere prevista la separazione metallica tra la parte in corrente continua di ciascun impianto costituente l'impianto fotovoltaico e la Rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua solo nel caso di impianti con potenza complessiva di produzione non superiore a 20kw.

### Le protezioni contro gli shock elettrici

I pericoli per le persone che possono venire in contatto con gli impianti e le apparecchiature elettriche derivano essenzialmente da:

- contatto diretto: e il caso di contatto di parti del corpo con parti attive di un circuito elettrico (ovvero conduttori o parti conduttrici) destinate ad essere in tensione durante il normale servizio;
- contatto indiretto: e il caso di contatto di parti del corpo con masse, cioè con involucri metallici conduttivi normalmente non in tensione ma che possono andare accidentalmente in tensione per cedimento dell'isolamento principale dell'apparecchiatura elettrica.

Il contatto di una parte del corpo con l'isolamento principale in un punto in cui vi è un cedimento è riconducibile al caso del contatto diretto.

Come noto il corpo umano, qualora sia messo in contatto con conduttori in tensione, è sottoposto al passaggio di corrente che può, a seconda delle condizioni di contatto e della configurazione dei circuiti elettrici, superare largamente il valore sopportabile dal corpo stesso provocando lesioni temporanee o permanenti fino ad esiti letali.

L'impianto di terra viene realizzato per diverse finalità correlate alla protezione degli impianti elettrici, sia nell'esercizio normale che perturbato (ad esempio per fulminazioni), e fa sì che nelle circostanze appena dette venga preservata la sicurezza delle persone contro gli shock elettrici.

Per quanto riguarda la progettazione degli impianti di terra nei sistemi alimentati a tensione inferiore o uguale a 1 kV, si fa riferimento alla Guida CEI 64-12, basata sulla Norma CEI 64-8, mentre per i sistemi alimentati a tensione maggiore di 1 kV ci si può riferire alla Guida CEI 11-37, basata sulla Norma CEI 11-1.

### Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione, secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma.

Si ricorda, a questo proposito, che le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono essere tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere le persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici associati: cioè quelle che nella Norma CEI 11-27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono appositamente addestrate per eseguire i lavori elettrici.

### Protezione contro i contatti indiretti

Secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8, le masse di tutte le apparecchiature elettriche devono essere collegate a terra, mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, il sistema deve essere protetto mediante un dispositivo di interruzione differenziale di valore adeguato ad evitare l'insorgenza di potenziali pericolosi sulle masse.

Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, e necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo



caso sono da considerare masse. Tuttavia è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non da nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo:

un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale. Una strada diversa e risolutiva ai fini di garantire la sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale.

Nel caso invece in cui i moduli fotovoltaici siano dotati di isolamento supplementare o rinforzato (Classe II), la Norma CEI 64-8 prevede che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Questa situazione può creare una difficoltà applicativa nel caso in cui le strutture di sostegno dei moduli, se metalliche, siano o debbano essere messe a terra, giacché se da un lato viene richiesto di isolare le cornici dei moduli dalla struttura (magari, introducendo involucri o barriere che ne impediscano il contatto elettrico), dall'altro l'esperienza acquisita in ambito internazionale nella gestione di impianti fotovoltaici consiglia di rendere equipotenziali le cornici dei moduli con la struttura. Quest'ultima soluzione infatti garantirebbe la sicurezza contro il contatto indiretto nel corso della vita utile dell'impianto fotovoltaico (superiore a 25 anni), nei casi nei quali non si possa escludere a priori l'eventualità che l'isolamento possa decadere nel tempo (ad esempio, moduli installati in località vicino al mare).

L'equipotenzialità delle cornici dei moduli con la struttura di sostegno dei medesimi può essere ottenuta, mediante il normale fissaggio meccanico dei moduli sulla struttura.

#### Livello di isolamento delle apparecchiature

Il simbolo che contraddistingue le apparecchiature con isolamento rinforzato o supplementare e il seguente:

Simbolo di apparecchio dotato di isolamento di classe II (IEC 60417-5172)

La Norma CEI EN 60335-1:2004-04 classifica le apparecchiature secondo il loro livello di isolamento.

Apparecchio di Classe 0. Apparecchio provvisto di un involucro di materiale isolante che può costituire in tutto o in parte l'isolamento principale, o di un involucro metallico separato dalle parti in tensione mediante un isolamento appropriato; se un apparecchio provvisto di involucro di materiale isolante e munito di dispositivo per la messa a terra delle parti interne, esso è considerato di Classe I oppure di Classe 0I.

Apparecchio di Classe 0I. Apparecchio provvisto almeno di isolamento principale in tutte le sue parti e che incorpora un morsetto di terra, ma equipaggiato con un cavo di alimentazione privo di conduttore di messa a terra e munito di una spina senza contatto di terra.

Apparecchio di Classe I. Apparecchio nel quale la protezione contro la scossa elettrica non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche su una misura di sicurezza aggiuntiva costituita dal collegamento delle parti conduttive accessibili a un conduttore di protezione di messa a terra che fa parte della rete di alimentazione in modo che le parti conduttive accessibili non possano diventare pericolose in caso di guasto dell'isolamento principale; il conduttore di protezione deve far parte del cavo di alimentazione se esistente.

Apparecchio di Classe II. Apparecchio nel quale la protezione contro la scossa elettrica non si basa unicamente sull'isolamento principale, ma anche sulle misure di sicurezza aggiuntive costituite dal doppio isolamento o dall'isolamento rinforzato.

Queste misure escludono la messa a terra di protezione e non dipendono dalle condizioni d'installazione.

Si ricorda, inoltre, che le parti conduttrici accessibili di un circuito a doppio isolamento non devono essere collegate a terra, a meno che ciò sia previsto dalle prescrizioni di costruzione del relativo componente elettrico.

Infine, in merito alle protezioni contro i contatti indiretti nelle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici e, in particolare, nelle palificazioni metalliche, non è possibile dare indicazioni perentorie sul collegamento a terra delle stesse, ma il progettista deve valutare se la struttura o la palificazione costituisce una massa o una massa estranea oppure se essa è indifferente dal punto di vista elettrico. Se la struttura o la palificazione costituisce una massa, il collegamento a terra va effettuato, in caso contrario potrebbe essere necessario effettuare una misura per valutare la resistenza a terra del manufatto:

- nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari (cioè non speciali, quali cantieri e locali medici), un valore inferiore a 1 000 il manufatto dovrà essere collegato al collegamento equipotenziale, a sua volta collegato a terra tramite il collettore principale di terra;
- nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari (cioè non speciali, quali cantieri e locali medici), un valore uguale o superiore a 1 000, il manufatto non dovrà essere collegato a terra.

Per la protezione contro contatti indiretti di un generatore fotovoltaico, occorre tenere conto che, nel caso in cui l'inverter non sia dotato di trasformatore interno a bassa frequenza, si applica quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8/7, Sezione 712, articolo 712.413.1.1.1.2.

Occorre cioè che sia presente sull'uscita lato c.a. dell'inverter un interruttore differenziale di tipo B, secondo la IEC 60755/A2. Tale interruttore non è invece richiesto se l'inverter è per costruzione tale da non iniettare correnti continue di guasto a terra dell'impianto elettrico. In questo caso occorre però che il Costruttore dell'inverter rilasci la seguente dichiarazione: "In accordo con l'articolo 712.413.1.1.1.2 della Sezione 712 della Norma CEI 64-8/7, si dichiara che l'inverter, per costruzione, non è tale da iniettare correnti continue di guasto a terra".

La stessa Norma (al punto 712.413.2) raccomanda che, tutto l'impianto lato c.c. (inclusi quindi gli armadi, i cavi e le morsettiere) sia realizzato preferibilmente in classe di isolamento II o isolamento equivalente.

Per la protezione contro contatti indiretti nel lato corrente alternata, valgono le usuali Norme al riguardo.

#### Esclusione dal collegamento a terra





Si ricorda che i sistemi a tensione nominale minore o uguale a 50 V se a corrente alternata o a 120 V se in corrente continua (non ondulata) possono essere realizzati anche come sistemi a bassissima tensione di sicurezza (SELV: Safety Extra Low Voltage) quando:

- sono alimentati da sorgenti autonome o di sicurezza
- hanno una separazione di protezione verso altri sistemi elettrici
- non hanno punti a terra.

La sorgente autonoma può essere una batteria, un piccolo gruppo elettrogeno, un trasformatore di sicurezza o anche un generatore fotovoltaico.

La separazione verso altri sistemi elettrici può essere o un isolamento doppio o rinforzato oppure uno schermo metallico messo a terra.

Il sistema SELV non deve avere punti a terra perché la terra può introdurre nel sistema un potenziale pericoloso. I sistemi SELV sono sicuri dal punto di vista del contatto diretto ed indiretto almeno nei luoghi ordinari (tenendo conto, però, che per tensioni superiori a 25 V in c.a. o 60 V in c.c. occorre separare le parti conduttrici con una barriera IP2X o IPXXB). Nei luoghi speciali, quali cantieri o ad uso medico, i limiti massimi di tensione del sistema SELV scendono a 25 V in c.a. o 60 V in c.c.

#### Unicità dell'impianto di terra

Generalmente la messa a terra di protezione di tutte le parti di un impianto e tutte le messe a terra di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi devono essere effettuate collegando le parti interessate a un impianto di terra, che si consiglia unico.

In particolare, per gli impianti di bassa tensione, la Norma CEI 64-8 suggerisce normalmente l'impianto di terra unico.

### **C.9 Le protezioni da sovratensioni**

#### Considerazioni generali

Gli impianti fotovoltaici, essendo tipicamente dislocati all'esterno di edifici e spesso sulla loro sommità, risultano essere esposti a sovratensioni derivanti da scariche atmosferiche sia di tipo diretto (struttura colpita dal fulmine) che indiretto (fulmine che si abbatte nelle vicinanze).

Normalmente la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici è costituita da carpenteria metallica montata sulla copertura dell'edificio in aderenza alla sagoma dell'edificio stesso (tetti a falda con buona esposizione) oppure con sopraelevazione limitata rispetto alla sagoma (tetti piani con campo fotovoltaico su cavalletti in carpenteria di acciaio zincato con altezza non superiore a 1,5 m). Di conseguenza, nella maggior parte dei casi, l'installazione dell'impianto fotovoltaico non altera significativamente l'esposizione alle fulminazioni dirette.

Tuttavia, zone ceramiche particolari o situazioni impiantistiche specifiche richiedono una adeguata valutazione sulla necessità o meno di realizzare un impianto di protezione contro i fulmini che protegga i moduli fotovoltaici.

Le scariche atmosferiche non sono le uniche cause delle sovratensioni sulle linee. Le sovratensioni possono essere causate, tipicamente, dalla chiusura o dall'apertura di contatti o dall'intervento di fusibili. Questi eventi, maggiormente frequenti in ambienti industriali, interessano, tipicamente, la sezione c.a. del sistema fotovoltaico, mentre le scariche atmosferiche interessano sia la sezione c.c. che quella c.a.

#### Tubi protettivi

Tutte le condutture elettriche in vista, saranno posate entro tubi protettivi in PVC (UNEL 37113), od entro canalette con coperchio.

Per posa incassata invece si useranno tubi in P.V.C. pesante flessibile tipo UNEL 37121-70.

Nella posa dei tubi si userà l'accortezza di eseguire i percorsi il più lineari possibile con raggi di curvatura discretamente ampi.

Il diametro interno dei tubi sarà maggiore o al limite uguale a 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, in ogni caso non inferiore a 10 mm per impianti con tensione nominale verso terra maggiore di 50 V e non inferiore a 8 mm per impianti con tensione nominale verso terra minore di 50 V.

I cavi avranno la possibilità di essere infilati e sfilati dalle tubazioni con facilità; nei punti di derivazione dove risulti problematico l'infilaggio, saranno installate scatole di derivazione, in metallo o in PVC a seconda del tipo di tubazioni, complete di coperchio fissato mediante viti filettate.

#### Quadri elettrici

Tutti i quadri elettrici e le apparecchiature di comando, di protezione e di regolazione degli impianti elettrici saranno installati in luoghi accessibili solo al personale addetto o presidiati dallo stesso; inoltre devono essere previste opportune protezioni per impedire manovre a persone estranee al personale autorizzato.

All'esterno del locale sarà installato un quadro di sezionamento di emergenza o di incendio. Quando in un quadro saranno installati apparecchi e condutture a tensioni diverse od appartenenti a sistemi diversi, essi saranno separati e disposti in modo da presentare il minor numero possibile di incroci fra i cavi, inoltre le linee di appartenenza dal quadro stesso saranno chiaramente in modo da essere individuate senza problemi.

Gli strumenti e gli apparecchi installati nei quadri saranno raggruppati in modo razionale e risulteranno facilmente ispezionabili, smontabili e facilmente individuabili secondo la loro funzione, eventualmente mediante appositi contrassegni.



Sul fronte dei pannelli e sul retroquadro saranno disposte targhette e cartelli atti ad indicare, per ogni interruttore, organo di manovra o segnalazione, la parte di impianto da esso comandata o controllata.  
I Quadri Elettrici dovranno essere cablati in conformità alle NORMA CEI EN 61439 e 23-51.

#### Varie

I calcoli relativi alle linee indicate sugli schemi elettrici sono stati effettuati con programma computerizzato e verificati secondo la rispondenza alla normativa CEI.

Per la protezione contro i contatti diretti, tutte le apparecchiature ed i comandi, ove non diversamente specificato, dovranno avere un grado di protezione minimo pari a IP65.

Il grado di protezione dei Quadri Elettrici è da ritenersi tale a portello completamente chiuso.

I Quadri Elettrici devono essere cablati in conformità alla NORMA CEI EN 61439 e 23-51.

Non sono ammesse giunzioni delle linee lungo le eventuali passerelle portacavi, tubazioni o lungo i cunicoli. Le giunzioni vanno eseguite esclusivamente in apposite cassette di derivazione.

Tutti i componenti elettrici installati dovranno essere provvisti di marchio di qualità IMQ o attestati equivalenti, comunque di Marcatura CE.

Le parti di impianto elettrico costruite in materiale termoplastico quali tubazioni, apparecchiature di comando, scatole di derivazione, ecc., dovranno avere caratteristiche di autoestinguenza.

Tutte le linee a diversa tensione (cavi c.c. e cavi c.a. ecc.) devono essere poste in tubazioni singole e fisicamente separate tra loro.

Tutte le linee elettriche dell'impianto fotovoltaico devono essere poste in tubazioni e scatole di derivazione indipendenti rispetto all'impianto elettrico esistente dell'edificio.

Tutte le condutture installate in tubazioni interrato dovranno essere posate ad una profondità di almeno 0,5 m, e protette contro i danneggiamenti meccanici mediante la copertura con coppi o getto di calcestruzzo.

Negli incroci le condutture elettriche interrato dovranno distare almeno 0,5 m dalle condotte del gas, installate al di sopra o al di sotto delle stesse.

E' obbligatorio realizzare le verifiche periodiche e le manutenzioni previste per legge e previste dai costruttori delle varie apparecchiature al fine di mantenere l'impianto in sicurezza ed in massima efficienza.

Il dimensionamento e la progettazione della struttura di fissaggio dell'impianto fotovoltaico è esclusivamente a carico della Ditta installatrice dell'impianto fotovoltaico. Si evidenzia che è obbligatoria la certificazione del sistema di fissaggio.

### **C.10 L'interfacciamento alla rete del distributore**

#### Generalità

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete del Distributore comprendono sempre i seguenti componenti e sottosistemi:

- generatore fotovoltaico, costituito dai moduli elettricamente collegati tra loro, con uscita in corrente continua;
- inverter (o convertitore c.c./c.a.) (ve ne può essere anche più di uno) che converte la corrente da continua ad alternata con tensione e frequenza compatibili con quelle caratteristiche della rete elettrica;
- sistema di interfacciamento alla rete del distributore, costituito da dispositivo e sistema di protezione di interfaccia, interposti tra il convertitore c.c./c.a. e la rete del distributore al fine di salvaguardare la qualità del servizio elettrico ed evitare pericoli per le persone operanti sulla rete e danni alle apparecchiature.

NOTA Si richiama l'attenzione sul fatto che sebbene gli inverter "grid-connected" non siano progettati né realizzati per alimentare un sistema elettrico isolato dalla rete, non può essere del tutto escluso che, nel caso di apertura di uno o più interruttori degli impianti di rete, gli inverter possano continuare ad alimentare i carichi elettrici collegati alla linea del Distributore. Ciò può avvenire in quei casi rari, ma non escludibili, in cui la potenza assorbita dai carichi degli utenti è circa uguale alla potenza prodotta del generatore fotovoltaico (al variare dell'irraggiamento solare e della temperatura dei moduli) e la tensione si mantiene entro i limiti ammessi per il parallelo dal Sistema di Protezione di Interfaccia.

In Italia, il principale riferimento normativo per la connessione dei sistemi di produzione di energia elettrica alla rete elettrica in MT e AT è costituito dalla Norma CEI 0-16, emanata con delibera dell'AEEG.

L'analogo riferimento normativo per la connessione alla rete BT è costituito dalla Norma CEI 0-21, che sebbene tratti anche la connessione dei sistemi di produzione di energia elettrica alla rete elettrica in MT, è stata superata in questa parte dalla CEI 0-16.

Per la connessione dei sistemi di produzione di energia elettrica alla rete elettrica in BT (quindi incluso gli impianti fotovoltaici), oltre alla CEI 0-21, occorre tenere conto anche delle prescrizioni delle società elettriche di Distribuzione a cui i sistemi sono collegati.

Nel seguito di questo paragrafo, si citeranno le Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 per la connessione alla rete elettrica degli impianti fotovoltaici anche se, come detto in precedenza, queste trattano la connessione dei vari sistemi di produzione di energia elettrica.

#### La connessione alla rete BT

*Dispositivo Generale (DG), eventualmente DGL*



Il Dispositivo Generale unico separa l'intero impianto Utente dalla rete BT del Distributore in caso di guasto a valle del punto di connessione (guasto interno). In alternativa al DG unico, è consentito installare fino al massimo di 3 (tre) DGL.

Il DG:

- non deve aprirsi per guasti a monte dell'impianto dell'Utente;
- deve aprirsi per guasti sull'impianto dell'Utente. Qualora l'Utente chieda al Distributore il valore della corrente di cortocircuito minima, il DG deve aprirsi per valori di corto circuito che superino il valore comunicato dal Distributore.

Il DG (eventualmente realizzato con più DGL) deve essere sempre presente.

#### Dispositivo di Interfaccia (DDI) e le sue funzioni

Il Dispositivo di Interfaccia (DDI) separa l'impianto di produzione dalla rete di distribuzione.

Il DDI ha lo scopo di evitare che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione sulla rete, l'Utente possa alimentare la rete stessa;
- in caso di guasto o di valori anomali di tensione e frequenza sulla rete BT cui è connesso l'Utente attivo, l'Utente stesso possa continuare ad alimentare il guasto o la rete;
- in caso di richiuse automatiche/manuali di interruttori sulla rete del Distributore, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete con possibilità di danneggiamento;

Il potenziale danneggiamento dipende dalle caratteristiche del generatore elettrico e dell'eventuale relativo motore primo; l'intervento del DDI non è in grado di assicurare totalmente l'assenza di richiuse con generatore in discordanza di fase, pertanto:

- nel caso di generatori tradizionali, è possibile agire tramite opportune protezioni del generatore in funzione delle caratteristiche specifiche del generatore stesso e del tempo di attesa alla richiusura rapida, che verrà comunicato dal Distributore; in questi casi è ammesso, quindi, un possibile intervento non coordinato tra SPI e protezioni del generatore;
- nel caso di generatori statici, invece, l'assenza di danneggiamenti derivanti da richiuse in discordanza di fase deve essere assicurata dalle caratteristiche proprie (HW e/o sistema di controllo) dell'inverter, indipendentemente dal tempo di attesa alla eventuale richiusura da parte del Distributore; in questi casi non è ammesso un intervento non coordinato tra SPI e protezioni del generatore.

Ai fini delle valutazioni di cui sopra, con particolare attenzione ai generatori tradizionali, si prenda in considerazione l'Allegato I CEI 0-21.

Il DDI può coincidere con il DDG se non ci sono carichi privilegiati.

Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori.

È ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI. L'impiego di più SPI è ammesso, purché essi agiscano in logica OR (l'anomalia rilevata da ciascun SPI provoca lo sgancio di tutti i DDI).

In deroga a quanto richiesto al precedente capoverso, per impianti di potenza complessiva fino a 20 kW è ammesso che siano presenti fino a tre dispositivi di interfaccia distinti, ciascuno con la propria PI, sprovvisti di funzionamento in OR. Se i dispositivi presenti sono superiori a tre, si deve prevedere il loro funzionamento in OR.

#### Dispositivi ammessi in funzione di DDI

Il dispositivo di interfaccia deve essere costituito da:

- interruttore di manovra-sezionatore o interruttore automatico idoneo al sezionamento,

oppure

- contattore onnipolare di categoria AC3;
- per generatori con inverter di potenza nominale fino a 11,08 kW, con DDI interno, si devono utilizzare due dispositivi, di cui almeno un contattore di categoria AC1, che dovrà garantire una distanza minima in aria tra i contatti aperti secondo quanto previsto nella norma IEC 62109-1 (§.7.3.7) e IEC 62109-2 (§.4.4.4.15.2.1). Per connessioni monofase, il contattore deve interrompere sia la fase che il neutro. Per connessioni polifase il contattore deve interrompere tutte e tre le fasi ed il neutro. La funzione di interruzione del secondo dispositivo potrà essere assolta dall'inverter a condizione che in caso di guasto sul controllo dell'inverter, l'inverter stesso sia spento e sia impossibilitata qualsiasi funzione di connessione alla rete fino alla risoluzione della anomalia.
- per generatori con inverter di potenza nominale fino a 11,08 kW senza trasformatore per la connessione alla rete di distribuzione, i due dispositivi DDI devono essere entrambi di categoria AC1.

Sia l'interruttore che il contattore devono essere asserviti in apertura al sistema di protezione di interfaccia (SPI).

#### Rincalzo per mancata apertura del DDI

Per potenze superiori a 20 kW deve essere previsto un dispositivo di ricalzo al DDI (che eventualmente può essere il DG/DGL).

La funzione di ricalzo al dispositivo di interfaccia è realizzata tramite l'invio, temporizzato al massimo di 0,5 s, del comando di apertura mediante bobina a mancanza di tensione, bobina a lancio di corrente o altro mezzo equivalente al fine di garantire la sicurezza sull'apertura della protezione di interfaccia ad un altro dispositivo (di ricalzo) in grado di separare il/i generatore/i dalla rete in caso di mancata apertura del dispositivo di interfaccia. Il ripristino del



dispositivo di ricalzo deve avvenire solo manualmente. Per impianti indirettamente connessi, qualora l'inverter sia già dotato di un DDI interno di tipo elettromeccanico conforme a quanto indicato nel paragr. 8.2.2 CEI 0-21, è ammesso che questo assolva la funzione di ricalzo al DDI purché in grado di ricevere il segnale di apertura ritardata proveniente dal SPI esterno. Per impianti di produzione con potenza unitaria o complessiva superiore a 20 kW, devono sempre essere presenti almeno due dispositivi tra il generatore e la rete, asserviti alla protezione di interfaccia di cui:

- uno assolva la funzione di DDI,
- l'altro assolva la funzione di ricalzo al DDI.

L'azione combinata dei due dispositivi separa pertanto in maniera affidabile i generatori dalla rete del Distributore.

#### Dispositivo del Generatore (DDG) e le sue funzioni

Il Dispositivo di Generatore (DDG) separa il generatore dall'impianto, assicurando:

- l'avviamento, l'esercizio e l'arresto dell'impianto di produzione in condizioni ordinarie cioè in assenza di guasti o di funzionamenti anomali del sistema di produzione;
- la protezione dell'impianto di produzione, quando si manifesti un guasto o un funzionamento anomalo dell'impianto di produzione;
- l'intervento coordinato del dispositivo del generatore e dei dispositivi di protezione dei carichi privilegiati (qualora presenti) per guasti dell'impianto durante il funzionamento in isola;
- l'intervento coordinato del dispositivo di generatore, di quello di interfaccia e del dispositivo generale in caso di guasti sulla rete del Distributore. In particolare, in questi casi, il dispositivo di generatore può intervenire solo come ricalzo del dispositivo di interfaccia per generatori di qualsivoglia tipologia connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (generatori statici);
- per salvaguardare l'integrità del generatore sincrono/asincrono direttamente connesso alla rete (generatori tradizionali).

Il DDG deve essere comunque previsto qualora svolga la funzione di ricalzo del DDI. L'esclusione del generatore (ad esempio per manutenzione) può inoltre prevedere l'esclusione della protezione di interfaccia tramite i contatti discordi del DDG. Le protezioni del generatore agiscono sul DDG, qualora presente.

#### Dispositivi ammessi in funzione di DDG

Il DDG, in ogni caso, deve essere in grado di interrompere le correnti di guasto fornite dal generatore stesso. Se coincidente con DG o con DDI, deve, inoltre, avere almeno le medesime caratteristiche del DG o del DDI

#### Connessione monofase/trifase alla rete di Distribuzione

Gli impianti di produzione collegati alla rete mediante un sistema elettrico di distribuzione monofase possono avere una potenza complessiva fino a 6 kW. È facoltà del Distributore elevare la suddetta potenza fino a 10 kW. Il valore di potenza complessiva ammesso per impianti di produzione con connessione monofase alla rete di distribuzione è assunto nel seguito quale Limite allo Squilibrio Permanente (LSP).

Gli impianti di produzione collegati alla rete mediante un sistema elettrico trifase possono essere realizzati anche con generatori monofase purché la potenza dei generatori sia equamente ripartita sulle singole fasi.

#### Impianti di produzione indirettamente connessi

In impianti di produzione con generatori statici il collegamento alla rete, l'avviamento e sincronizzazione dell'impianto, una riconnessione alla rete dopo un distacco ed il ripristino del normale funzionamento dopo un regime transitorio di sovra-frequenza, devono poter avvenire esclusivamente qualora la tensione sia compresa tra l'85 % e il 110 % del valore nominale e la frequenza si mantenga stabilmente nell'intervallo 49,90 Hz - 50,10 Hz. In caso di avviamento o riconnessione, l'impianto deve effettuare il parallelo con la rete (anche automaticamente) aumentando l'erogazione di potenza in modo progressivo con un gradiente positivo massimo, come di seguito definito. Il tempo di permanenza nell'intervallo di frequenza (e tensione) suddetto ed il gradiente positivo massimo della potenza vengono diversamente definiti in rapporto a tre distinte condizioni di funzionamento:

- a) **Avviamento e sincronizzazione** (per esempio, partenza degli impianti fotovoltaici al mattino, riconnessione dopo una manutenzione e, in generale, la ripartenza dopo una disconnessione non dipendente dall'intervento delle protezioni di interfaccia): l'operazione deve essere consentita se la frequenza e la tensione si mantengono stabili negli intervalli sopra indicati per almeno 30 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20% al minuto della potenza massima;
- b) **Riconnessione conseguente all'intervento delle protezioni di interfaccia**: l'operazione deve essere consentita se la frequenza e la tensione si mantengono stabili negli intervalli sopra indicati per un tempo di 300 s e deve essere eseguita con un gradiente positivo della potenza non superiore al 20% al minuto della potenza massima;
- c) **Rientro da una situazione transitoria di sovralfrequenza (oltre 50,3 Hz, che non ha causato l'intervento delle protezioni di interfaccia)**: l'impianto di produzione non dovrà aumentare il livello minimo di potenza raggiunto in fase di ascesa della frequenza fino a quando la frequenza stessa non torni ad essere compresa nell'intervallo sopra indicato per un tempo di 300 s. La ripresa dell'ordinario regime di produzione deve avvenire in maniera progressiva con un gradiente positivo massimo pari al 20% del valore di potenza prodotta prima dell'evento (superamento del limite di 50,3 Hz), al minuto con un limite inferiore pari al 5% al minuto della potenza massima del generatore. Il sistema di controllo dell'impianto dovrà consentire la regolazione della frequenza di connessione/riconnessione e rientro in un intervallo compreso tra 49 Hz e 51 Hz a step di



0.05 Hz (valori di default: 49,90 Hz e 50,10 Hz); il tempo di permanenza in tale intervallo dovrà inoltre essere selezionabile tra 0 e 900 s a step di 5 s (valore di default pari a 300 s, con possibilità di ridurre tale intervallo a 30 s per i soli casi di avviamento descritti in a).

#### Funzionamento di breve durata in parallelo

Il funzionamento di breve durata in parallelo alla rete BT del Distributore è consentito per qualsiasi impianto di produzione, statico o rotante, anche privo del SPI, purché la durata del parallelo non ecceda, tramite relè temporizzatore, 30 s per gli impianti trifase e 10 s per quelli monofase. Trascorso tale tempo, la condizione di parallelo deve essere interrotta.

Il suddetto relè deve quindi:

- avviarsi al momento di inizio del funzionamento breve in parallelo;
- separare l'impianto di produzione dalla rete alla fine del tempo di ritardo.

Qualora il generatore preveda la necessità di funzionamento in parallelo alla rete superiore a 30 s ma inferiore a 30 minuti (ad esempio per prove periodiche di generatori di emergenza), deve essere prevista una protezione di interfaccia che agisca sull'interruttore del generatore con le regolazioni indicate nella Tabella 7.

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento
Massima tensione (59)	1,15 Vn	Senza ritardo intenzionale
Minima tensione (27)	0,7 Vn	0,4 s
Massima frequenza (81 >)	50,5 Hz	Senza ritardo intenzionale
Minima frequenza (81 <)	49,5 Hz	Senza ritardo intenzionale

Tabella 7 – Regolazioni per la PI per prove periodiche di generatori di emergenza.

#### Funzionamento continuativo in parallelo alla rete del distributore

Gli impianti di produzione devono essere progettati, realizzati ed eserciti per rimanere connessi alla rete BT, mantenendo costante in modo continuativo la potenza erogata in ogni condizione di carico nelle normali condizioni di funzionamento della rete stessa, ovvero quando la tensione, nel punto di connessione, si mantiene nel seguente intervallo:  $90\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n$

Inoltre, essi devono essere in grado di rimanere connessi alla rete variando la potenza erogata nei modi stabiliti dalla presente norma, in condizioni eccezionali di funzionamento della rete ovvero quando nel punto di connessione la tensione, per periodi di durata limitata, può variare nel campo di:  $85\%U_n \leq U_n \leq 110\%U_n$

Riguardo alla frequenza durante l'esercizio in parallelo con la rete i generatori sincroni e asincroni devono essere in grado di rimanere connessi alla rete negli intervalli di frequenza e per i tempi indicati nella Tab. 7bis

Campo di frequenza	Minimo periodo di tempo di funzionamento
47,5+49 Hz	Non inferiore a 30 min
49+51 Hz	Illimitato
51+51,5 Hz	Illimitato con prestazioni come da normativa di prodotto

Tabella 7bis – Minimi periodi di funzionamento nei diversi campi di frequenza.

Non è consentito comunque limitare le caratteristiche dell'impianto qualora quest'ultimo sia in grado di fornire prestazioni e campi di funzionamento più ampi. Per quanto riguarda gli altri tipi di generatori è richiesto di rimanere connessi alla rete illimitatamente per tutto il campo di funzionamento della frequenza:  $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$

#### Requisiti costruttivi dei generatori: immissione di corrente continua

Gli impianti di produzione indirettamente connessi devono prevedere un sistema per limitare, a regime, l'immissione in rete di correnti con componenti continue superiori allo 0,5 % della corrente nominale e superare le prove indicate in Allegato B CEI 0-21. Il rispetto del suddetto requisito può essere realizzato con:

- un trasformatore operante alla frequenza di rete, oppure
- una funzione di protezione sensibile alla componente continua della corrente immessa in rete.

La funzione di protezione deve intervenire sul DDG separando l'inverter dalla rete:

- in 200 ms se la componente continua supera 1 A;
- in 1 s se la componente continua supera lo 0,5 % della corrente nominale dell'inverter; nel caso di impianti di potenza inferiore a 800 W, in 1 s se la componente continua supera 20mA.

#### Requisiti dei generatori/impianti: immissione di potenza reattiva

Il funzionamento in parallelo alla rete BT del Distributore è consentito agli impianti di produzione, trifase e/o monofase, realizzati con una o più delle seguenti tipologie:



Tipo di generatore	Potenza nominale dell'impianto	Assorbimento di potenza reattiva	Erogazione di potenza reattiva
Asincrono non autoeccitato	qualsiasi	$\cos \varphi \geq 0,95^{(*)}$ non regolabile	$\cos \varphi \geq 0,95^{(*)}$ non regolabile
Sincrono	qualsiasi	$\cos \varphi \geq 0,95$ regolabile (*)	$\cos \varphi \geq 0,95$ regolabile (*)
Inverter	$\leq 11,08$ kW	Capability triangolare di Fig. 13 <sup>(*)</sup>	
Inverter	$> 11,08$ kW	Capability rettangolare di Fig. 13 <sup>(**)</sup>	

(\*) Per potenze erogate inferiori al 20 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore al 10% della potenza nominale.  
(\*\*) Per potenze erogate inferiori al 10 % della Potenza nominale il generatore non deve scambiare una potenza reattiva superiore al 10% della potenza nominale.

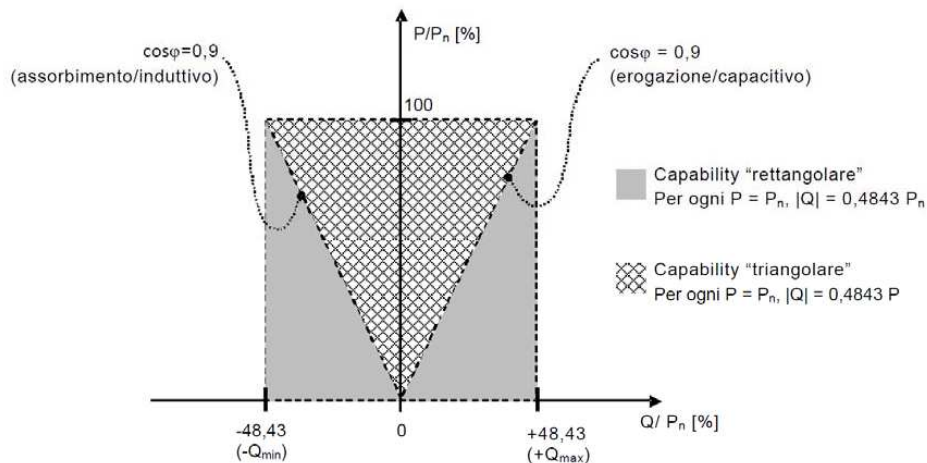


Figura 13 – Curve di capability “triangolare” e “rettangolare”

I limiti di potenza di cui sopra sono da intendersi riferiti al complesso dei generatori presenti nell'impianto.

Per gli inverter, sono definite una capability triangolare ed una capability rettangolare: la curva di capability “triangolare” è requisito minimo per gli inverter in impianti di Potenza fino a 11,08kW; quella “rettangolare” è requisito minimo per inverter in impianti di Potenza superiore a 11,08kW. Gli inverter in impianti con potenza nominale fino a 11,08kW devono scambiare potenza reattiva secondo una delle modalità definite in E.2. il DSO, all'atto della connessione, indicherà quale modalità deve essere attuata, con i relativi parametri di funzionamento. La normale condizione di funzionamento delle macchine prevede la sola iniezione di potenza attiva ( $\cos \varphi = 1$ ); il funzionamento ad un fattore di potenza diverso da 1 può essere richiesto dal Distributore qualora esigenze di esercizio della rete di distribuzione lo richiedano. Qualora la tensione nel punto di connessione superi i valori limite indicati dal DSO, possono essere attuate una delle modalità definite in E.2 per limitare le sovratensioni/sottotensioni causate dalla propria immissione di potenza attiva. Nei punti di funzionamento compresi tra la capability triangolare e quella rettangolare (zona a sfondo grigio in Fig. 13), si assume convenzionalmente che l'impianto eroghi/assorba potenza reattiva con lo scopo di fornire un servizio di rete. Gli inverter in impianti con potenza nominale superiore a 11,08kW, oltre a soddisfare tutti i requisiti precedentemente indicati per impianti di potenza inferiore a 11,08kW, devono essere in grado di ricevere segnali di controllo da remoto relativi alla potenza reattiva, come definito nell'Allegato E CEI 0-21. I segnali da remoto hanno priorità di attuazione rispetto al funzionamento dell'inverter. Le funzioni del sistema di comunicazione/regolazione sono descritte nell'Allegato D CEI 0-21.

#### Condizioni per il funzionamento in parallelo con la rete di distribuzione

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete del Distributore è subordinato a precise condizioni, tra le quali in particolare quelle di seguito elencate:

- il funzionamento in parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete del Distributore, al fine di preservare il livello di qualità del servizio indicato dalla Norma CEI EN 50160;
- il funzionamento in parallelo deve interrompersi senza ritardo intenzionale ed automaticamente agendo sul DDI tramite il SPI;
- in assenza di alimentazione della rete di distribuzione;
- in caso di guasto al sistema di protezione di interfaccia;
- qualora i valori di tensione e frequenza della rete non siano compresi entro i valori di regolazione.

Si sottolinea che in particolari situazioni di carico della rete del Distributore, l'intervento del SPI e la conseguente apertura del DDI potrebbero non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione di rete o di guasti sulla rete. Pertanto, l'Utente attivo deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti, in funzione delle caratteristiche degli stessi, che devono resistere alle sollecitazioni conseguenti ad eventuali richiuse degli organi di manovra del Distributore, tipicamente richiuse rapide tripolari effettuate da interruttori sulla rete MT, e che possano trovare i generatori in discordanza di fase con la tensione di rete.

#### Sistema di protezione generale (SPG)

Il sistema di protezione generale deve essere quello indicato per gli Utenti passivi.

#### Sistema di protezione di interfaccia (SPI)

Si premette che se il sistema di protezione di interfaccia è installato sul lato BT di un'utenza connessa alla rete MT, si applica la Norma CEI 0-16. Il sistema di protezione di interfaccia (SPI), agendo sul DDI, realizza le finalità di cui in 8.2.2.1, prevedendo le seguenti funzioni:

- protezione di massima/minima frequenza;
- protezione di massima/minima tensione;
- capacità di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850 finalizzati a
  - presenza rete dati (per abilitazione soglie di frequenza);
  - comando di telescatto nel caso di installazione di dispositivo dedicato (relè di protezione).

Per gli impianti di potenza inferiore a 800 W, è consentito che il SPI non soddisfi il requisito di ricevere segnali su protocollo serie CEI EN 61850. Il protocollo IEC 61850 deve essere certificato di livello A da un laboratorio di terza parte accreditato CEI UNI EN ISO/IEC 17025 o organismo accreditato CEI UNI EN ISO/IEC 17065, relativamente alle funzioni necessarie alla predetta gestione del comando di telescatto. Per i sistemi trifase, le protezioni:

- di massima/minima tensione devono avere in ingresso grandezze proporzionali alle tre tensioni BT concatenate;
- di massima/minima frequenza devono avere in ingresso grandezze proporzionali almeno ad una tensione concatenata BT.

Il SPI deve essere realizzato secondo le caratteristiche riportate in A1 e A2 e verificato secondo le modalità previste in A3; l'attivazione di qualsiasi funzione di protezione deve determinare l'apertura del dispositivo di interfaccia DDI. Un gruppo di generazione deve essere in grado di restare connesso alla rete e di funzionare con valori di derivata di frequenza fino a 2,5Hz/s. In questa condizione il SPI non deve pertanto emettere comando di scatto. Questa prescrizione non è richiesta per i gruppi di generazione con potenza nominale fino a 800 W. La derivata di frequenza deve essere calcolata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100 ms). Il calcolo della derivata deve poter essere effettuato con una finestra variabile impostabile tra 100 ms e 1s (la finestra variabile viene utilizzata in coerenza al valore della derivata da calcolare, generalmente crescente al diminuire del valore della derivata). Le regolazioni delle protezioni avvengono sotto la responsabilità dell'Utente secondo le indicazioni della presente Norma. Tenendo conto dei valori di regolazione e dei tempi di intervento normalmente indicati, per tutti i tipi di guasto sulla rete del Distributore, si ha generalmente l'intervento del relè di frequenza, mentre i relè di tensione assolvono una funzione prevalentemente di rincalzo. Il sistema di protezione di interfaccia deve essere realizzato tramite:

- un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza complessiva superiore a 11,08 kW;
- un dispositivo integrato nell'apparato di conversione statica oppure un dispositivo dedicato (relè di protezione) per impianti di produzione con potenza fino a 11,08 kW.

Le prescrizioni per le relative prove dell'SPI devono essere conformi a quanto riportato in A4. Il sistema di protezione di interfaccia deve essere verificabile durante il suo funzionamento:

- secondo quanto indicato in A4, per il dispositivo dedicato (relè di protezione);
- secondo quanto indicato in A.4.4, per il dispositivo integrato (autotest)

#### Regolazioni del sistema di protezione di interfaccia (SPI)

Le regolazioni del SPI sono riportate nella seguente Tabella 8.



Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 Vn	Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s.
Massima tensione (59.S2)	1,15 Vn	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,85 Vn	1,5 s
Minima tensione (27.S2) *	0,15 Vn	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1)** ◇	50,2 Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)** ◇	49,8 Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §
<p>* Il valore indicato per il tempo di intervento deve essere adottato quando la potenza complessiva è superiore a 11,08 kW, mentre per potenze inferiori, può essere facoltativamente utilizzato un tempo di intervento senza ritardo intenzionale. Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 Un e t = 0.150 s</p> <p>** Soglia abilitata solo con segnale esterno al valore alto e con comando locale alto.</p> <p>◇ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 Vn, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire.</p> <p>§ Si veda in proposito quanto riportato nel testo che segue la Fig. 15.</p>		

Tabella 8 – Regolazioni del SPI (ad esclusione degli impianti di potenza inferiore a 800W)

Solamente la funzione di massima tensione 59.S1 deve essere realizzata come protezione basata sul valore medio di 10 minuti calcolato secondo quanto previsto dalla Norma EN 61000-4-30. Al più tardi ogni 3 s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 minuti precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1 di cui alla Tabella 8.

Limitatamente ai soli generatori statici (inverter), il SPI deve prevedere la possibilità di disabilitare, su comando locale protetto da usi impropri anche in assenza di segnale di comunicazione (cfr, Allegato D CEI 0-21) le soglie 81>S1 e 81<S1, consentendo il funzionamento della soglia, sempre abilitata, compresa tra 47,5 Hz 81< e 51,5 Hz 81>.

Le regolazioni possono essere riassunte mediante uno schema logico del funzionamento del SPI. Tale schema logico contiene anche l'indicazione dei segnali di teledistacco e di presenza rete comunicazione.

Nel caso di impianti di potenza superiore a 800 W, in Figura 15 è riportato a titolo esemplificativo lo schema logico funzionale dell'SPI con le tarature relative ai parchi di generazione. Il medesimo schema logico con i valori riportati in Tabella 8 deve essere utilizzato per i gruppi di generazione sincroni. Le eventuali protezioni (integrate oppure esterne) del generatore statico alla rete devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e quindi devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza impostati nella protezione di interfaccia, come specificati nel regolamento di esercizio. Per i generatori tradizionali, le eventuali protezioni del generatore che interferiscono con i campi di regolazione della protezione di interfaccia, devono essere riportate nel regolamento di esercizio. In applicazione dell'Allegato A70 di TERNA, lo stato logico del "comando locale" di cui in Figura 15 è definito, prima della connessione, nel regolamento di esercizio stabilito tra il Distributore e l'Utente attivo secondo le logiche riportate nei paragrafi 8.6.2.1.1 e 8.6.2.1.2 della norma CEI 0-21.





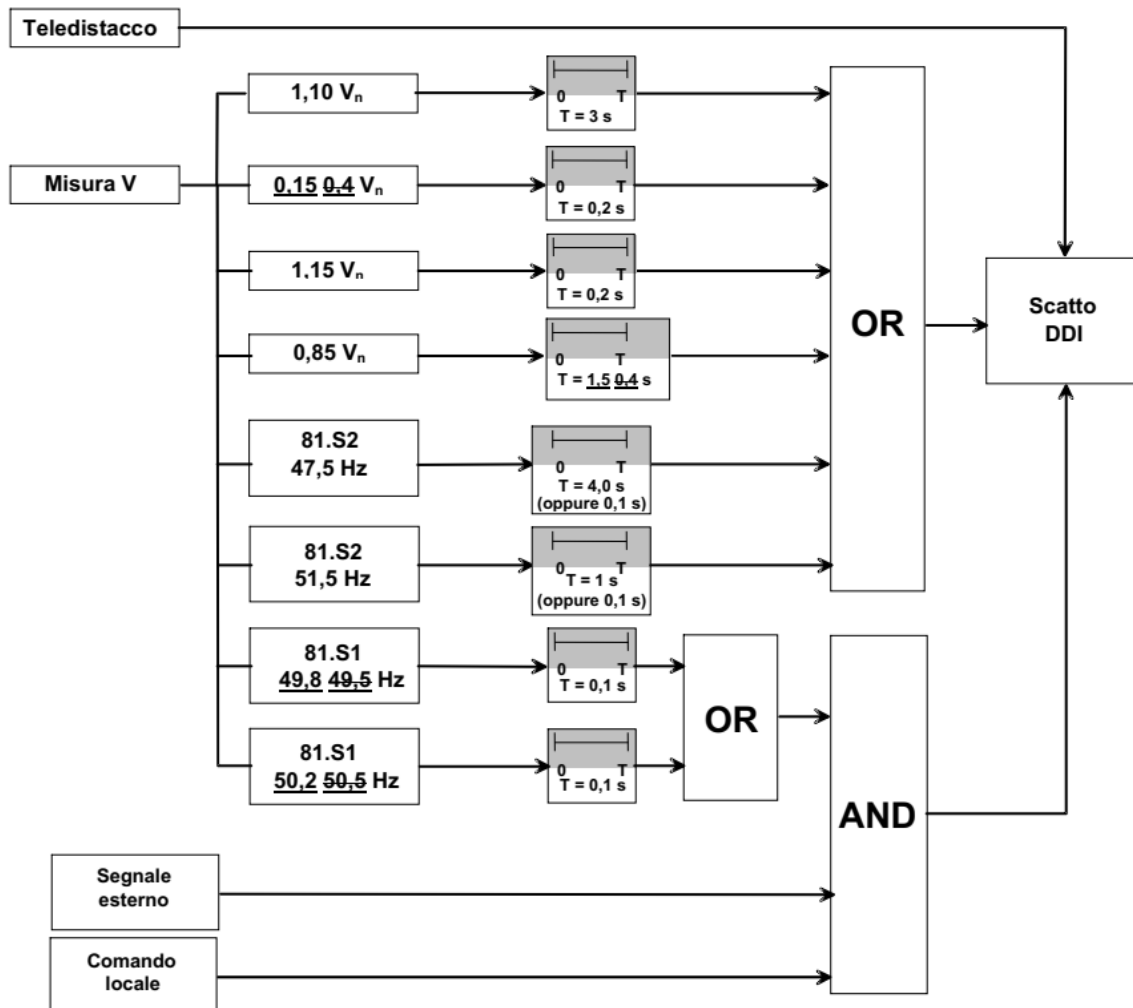


Tabella 15 – Schema logico funzionale del SPI dei parchi di generazione (i valori tra parentesi si riferiscono alla modalità transitoria di funzionamento del SPI)

#### La connessione alla rete MT

La connessione alla rete MT è regolata dalla Norma CEI 0-16 (inclusi i fogli di interpretazione).

Gli impianti fotovoltaici connessi alla rete elettrica in MT sono dotati dei dispositivi di protezione di seguito descritti.

#### *Dispositivo Generale (DG)*

Secondo la CEI 0-16 par. 8.5.11, il Dispositivo Generale (DG) può essere costituito da uno dei seguenti componenti che interviene su tutte le fasi e sul neutro:

- interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;
- interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore (eventualmente integrati in un unico involucro).

#### Dispositivo e Sistema Protezione di Interfaccia

Il Dispositivo di Interfaccia (DDI), a seconda del livello di tensione su cui è installato, può essere costituito nelle modalità di seguito riportate.

Qualora il DDI sia installato su MT, esso deve essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione, oppure
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore installato a monte o a valle dell'interruttore; l'eventuale presenza di due sezionatori (uno a monte e uno a valle del DDI) è da prendere in considerazione da parte dell'utente, in funzione delle necessità di sicurezza in fase di manutenzione.

Qualora il DDI sia installato sul livello BT, esso deve essere costituito da un interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione manovrabile dall'operatore, ovvero da un contattore coordinato con dispositivi di protezione da cortocircuito atti al sezionamento (fusibili) conforme alla Norma CEI EN 60947-4-1 (categoria AC-1 o AC-3 rispettivamente in assenza o presenza di carichi privilegiati fra l'uscita in c.a. del sistema di generazione e

dispositivo di interfaccia). Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8. Per impianti con più generatori, il dispositivo di interfaccia deve essere di norma unico (in MT o in BT) e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori. Qualora necessità impiantistiche lo imponessero, è ammesso l'utilizzo di più protezioni di interfaccia (al limite una per ogni singolo generatore); per non degradare l'affidabilità del sistema, il comando di scatto di ciascuna protezione deve agire su tutti i DDI presenti in impianto, (è ammesso l'impiego di più DDI comandati da un unico SPI), in modo che una condizione anomala rilevata anche da un solo SPI disconnetta tutti i generatori dalla rete (logica or). Nel caso di richiesta di installazione di generatori nell'ambito di impianti esistenti, connessi alla rete da almeno un anno rispetto alla richiesta di connessione, qualora la potenza complessiva dei generatori non superi i 1000 kW, è possibile installare non più di tre DDI (in MT e/o in BT), anche senza logica or. In ogni caso, la bobina di apertura a mancanza di tensione deve essere asservita alle protezioni prescritte nell'Allegato E CEI 0-16.

#### Dispositivo del Generatore (DDG)

Per gruppi di generazione MT, il dispositivo DDG può essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura, oppure;
- un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

Per gruppi di generazione BT, il DDG può essere costituito da interruttore automatico. Il dispositivo di interruzione deve essere dimensionato sulla base della configurazione d'impianto dell'Utente e, per quanto riguarda le caratteristiche ai fini del sezionamento dei circuiti, il dispositivo deve essere conforme a quanto prescritto nella Norma CEI 64-8. In ogni caso il dispositivo del generatore deve essere installato sul montante di ciascun generatore ad una distanza minima dai morsetti del generatore medesimo; tale montante deve essere realizzato in modo che siano limitati i pericoli di cortocircuito e di incendio. Nel caso di generatori statici a microinverter, il DDG deve essere dimensionato in funzione della potenza complessivamente sottesa ad un unico sistema di connessione. Il DDG può svolgere le funzioni del DDI, qualora ne abbia le caratteristiche: come sopra specificato, è comunque necessario che, fra ciascun gruppo di generazione e la rete di distribuzione, siano sempre presenti due interruttori in serie tra loro o, in alternativa, un interruttore ed un contattore.

#### Verifica del sistema di protezione di interfaccia (SPI) e dell'inverter

La verifica del sistema di protezione di interfaccia e le prove sugli inverter sono effettuate secondo quanto indicato nell'Allegato E della Norma CEI 0-16.

#### Regolazioni del sistema di protezione di interfaccia (SPI)

Le regolazioni della PI sono riportate nella seguente Tabella 8. Tali regolazioni sono da intendere come valori di default. Qualora il Distributore, per esigenze particolari di esercizio, richieda valori differenti da tali default, in fase di connessione essi saranno specificati a valle dell'accettazione del preventivo.



Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento <sup>(102)</sup>	Tempo di apertura DDI <sup>(103)(104)</sup>
Massima tensione (59.S1, basata su calcolo valore efficace secondo l'Allegato S.	1,10 Un	vedi par. E.3.2 Variabile in funzione valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s	Il tempo totale di apertura del DDI si ottiene dalla colonna precedente aggiungendo, al massimo, 70 ms per apparecchiature MT e 100 ms per apparecchiature BT.
Massima tensione (59.S2)	1,20 Un	0,60 s	
Minima tensione (27.S1)	0,85 Un	1,5 s	
Minima tensione (27.S2)*	0,15 Un	0,20 s	
Massima frequenza (81>.S1) ◊ (soglia restrittiva)	50,2 Hz	0,15 s	
Minima frequenza (81<.S1) ◊ (soglia restrittiva)	49,8 Hz	0,15 s	
Massima frequenza (81>.S2) ◊ (soglia permissiva)	51,5 Hz	1,0 s	
Minima frequenza (81<.S2) ◊ (soglia permissiva)	47,5 Hz	4,0 s	
Massima tensione residua (59V0)	5 % Un <sup>(oo)</sup>	25 s	
Massima tensione sequenza inversa (59 Vi)	15% Un/En <sup>(o)</sup>		
Minima tensione sequenza diretta (27 Vd)	70% Un/En <sup>(o)</sup>		
<p>* Nel caso di generatori sincroni, il valore può essere innalzato a 0,7 U<sub>n</sub> e t = 0.150 s.</p> <p>◊ Per valori di tensione al di sotto di 0,2 U<sub>n</sub>, la protezione di massima/minima frequenza si deve inibire (non deve emettere alcun comando).</p> <p>(o) Regolazione espressa in % della tensione nominale concatenata U<sub>n</sub> (se la misura è effettuata in base ai metodi (c) e (d) di cui alle pagg. seguenti) o della tensione nominale di fase E<sub>n</sub> (se la misura è effettuata in base ai metodi (a) e (b) oppure (a') e (b') di cui al par. 8.8.8.1).</p> <p>(oo) Regolazione espressa in % della tensione residua nominale V<sub>rn</sub> misurata ai capi del triangolo aperto o calcolata all'interno del relè (V<sub>rn</sub>=3E<sub>n</sub>=√3U<sub>n</sub>).</p>			

Tabella 8 – Regolazioni del SPI

La funzione di massima tensione 59.S1 deve essere realizzata come protezione basata sul valore efficace di 10 minuti calcolato secondo quanto previsto dalla Norma EN 61000-4-30. Al più tardi ogni 3 s deve essere creato un nuovo valore medio dei 10 minuti precedenti, da paragonare al valore di impostazione per la protezione 59.S1 di cui alla Tabella 8 e come dettagliato nell'Allegato S CEI 0-16. Lo schema logico del funzionamento del SPI è illustrato nella Figura 22. Tale schema logico contiene anche l'indicazione dei segnali di teledistacco. Per i generatori tradizionali, le eventuali protezioni del generatore, le cui regolazioni interferiscono con quelle della protezione di interfaccia, risulteranno dal Regolamento di Esercizio (vedi par. 8.8.8.5 CEI 0-16). Le eventuali protezioni del generatore statico devono essere coordinate con le protezioni di interfaccia e quindi devono consentire il funzionamento del generatore nei campi di tensione e frequenza impostati nella protezione di interfaccia, come specificati nel Regolamento di Esercizio. Lo stato logico del "comando locale" di inclusione delle soglie 81>.S1 ed 81<.S1 è definito, prima della connessione, nel Regolamento di Esercizio stabilito tra il Distributore e l'Utente attivo secondo le logiche riportate nei par. 8.8.8.2.1 CEI 0-16.



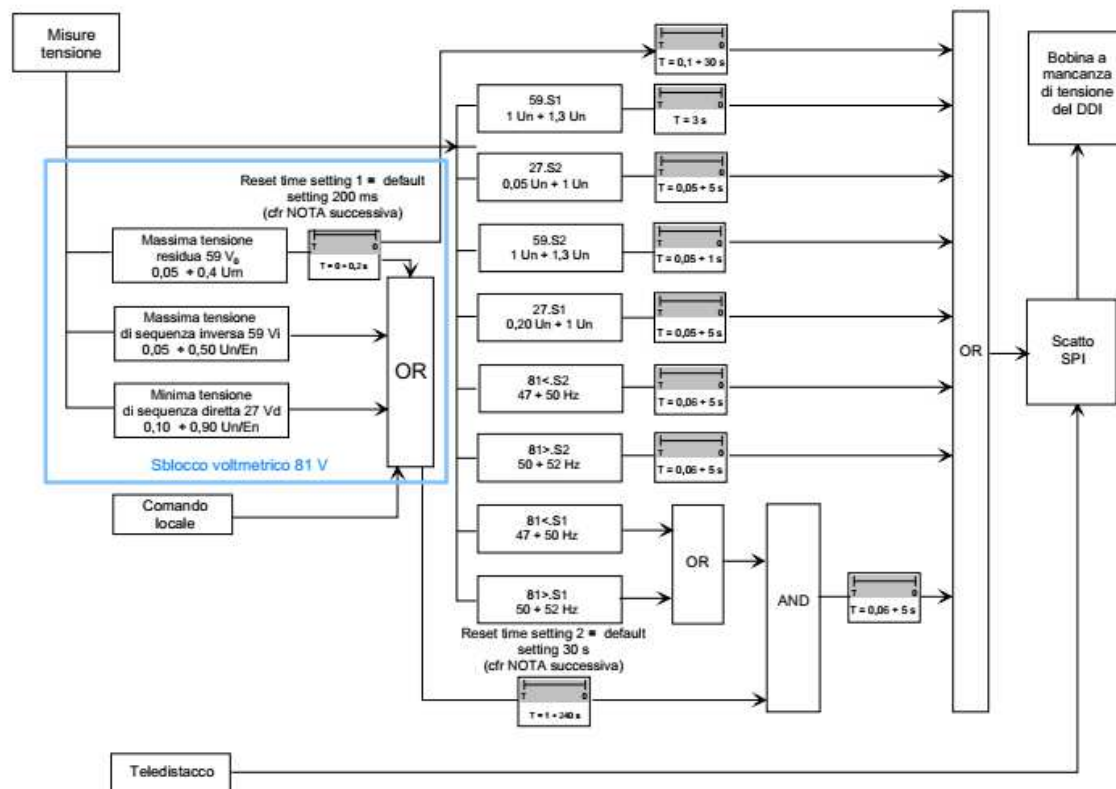


Figura 22 – Schema logico funzionale del SPI

### Rincalzo alla mancata apertura del DDI

Per la sicurezza dell'esercizio della rete, per impianti attivi con potenze superiori a 400 kW è necessario prevedere un rincalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia. Il rincalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro dispositivo di interruzione. Esso è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, che agisce a seconda dei casi sul dispositivo generale o sul(i) dispositivo(i) di generatore, con ritardo non eccedente 1 s. Il temporizzatore viene attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. Il ripristino del dispositivo di rincalzo deve avvenire solo manualmente. La soluzione prescelta deve essere comunque approvata dal Distributore.

### C.11 La sicurezza delle installazioni

Gli impianti fotovoltaici devono essere realizzati in conformità a quanto stabilito dalla Legge 1° Marzo 1968 n. 186 e dal DM 22/01/2008 n. 37. Dal punto di vista della sicurezza nel corso dell'installazione, occorre tenere conto che il generatore fotovoltaico è una fonte energetica non interrompibile, data l'impossibilità pratica di porre il sistema fuori tensione in presenza di luce solare. Questo costituisce elemento di attenzione sia in fase di costruzione del generatore fotovoltaico, sia in occasione della sua manutenzione, sia ancora in caso di intervento delle protezioni che, comandando i dispositivi di apertura lato c.c., determinano l'innalzamento della tensione del generatore fotovoltaico e il mantenimento di eventuali archi elettrici che si fossero creati sui circuiti c.c.

È necessario quindi indicare con opportuna segnaletica tale situazione di pericolo. Un esempio di cartello di sicurezza che avvisa del pericolo della doppia alimentazione del circuito elettrico di un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore è riportato in Fig. 13.1.



Figura 13.1 – Cartello di sicurezza per un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Nel caso di impianti dotati di un solo generatore o di più generatori soggetti al medesimo sistema di misura dell'energia prodotta, deve essere previsto un adeguato numero di dispositivi di sezionamento manovrabili e posizionati "a monte" (cioè lato rete) rispetto al/ai generatore/i. Ciò al fine della messa in sicurezza del tratto di impianto in cui è inserita la misura durante gli interventi di installazione/manutenzione del contatore.

#### Installazione di impianti fotovoltaici nelle attività soggette al controllo dei Vigili del Fuoco, ai sensi del DM 16/2/1982

In seguito alle attività svolte da un Gruppo di lavoro congiunto fra Vigili del Fuoco e CEI, il Dipartimento dei Vigili del Fuoco, del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile, è stata emanata la Circolare n. 1324 del 07.02.2012 che fornisce le prescrizioni per la realizzazione di impianti fotovoltaici nelle attività soggette al controllo dei VVF, ai sensi del suddetto DM.

Si evidenzia in tal senso che, ai sensi del D. Lgs 81/2008, dovrà essere garantita l'accessibilità all'impianto per effettuare le relative operazioni di manutenzione e controllo.

#### Campo di applicazione

Rientrano nel campo di applicazione della seguente guida, gli impianti fotovoltaici (FV) con tensione in corrente continua (c.c.) non superiore a 1500 V.

#### Attività soggette ai controlli dei Vigili del Fuoco ai sensi del DM 16/2/1982

Gli impianti FV devono essere progettati, realizzati e mantenuti a regola d'arte. Si intendono realizzati a regola d'arte gli impianti elettrici eseguiti secondo le norme CEI. Gli impianti FV non configurano, di per se stessi, attività soggette al controllo dei VVF, per il rilascio del certificato di prevenzione incendi (CPI). Tuttavia quando gli impianti FV sono presenti in attività soggette al controllo dei VVF ai sensi del DM 16/2/1982, per il rilascio del CPI, oltre alla documentazione prevista dal DM 4/5/1998, dovrà essere acquisita copia del certificato di collaudo ai sensi del DM 19/2/2007 "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'art. 7 del D.Lgs. 29/12/2003 n. 387".

#### Requisiti tecnici

Ai fini della prevenzione incendi gli impianti FV dovranno essere progettati, realizzati e mantenuti a regola d'arte.

Ove gli impianti siano eseguiti secondo i documenti tecnici emanati dal CEI (norme e guide) e/o dagli organismi di normazione internazionale, essi si intendono realizzati a regola d'arte.

Inoltre tutti i componenti dovranno essere conformi alle disposizioni comunitarie o nazionali applicabili. In particolare, il modulo fotovoltaico dovrà essere conforme alle Norme CEI EN 61730-1 e CEI EN 61730-2.

L'installazione dovrà essere eseguita in modo da evitare la propagazione di un incendio dal generatore fotovoltaico al fabbricato nel quale è incorporato. Tale condizione si ritiene rispettata qualora l'impianto fotovoltaico, incorporato in un'opera di costruzione, venga installato su strutture ed elementi di copertura e/o di facciata incombustibili (Classe 0 secondo il DM 06/06/1984 oppure Classe A1 secondo il DM 10/03/2005). Risulta, altresì, equivalente l'interposizione tra i moduli fotovoltaici e il piano di appoggio, di uno strato di materiale di resistenza al fuoco almeno EI 30 ed incombustibile (Classe 0 secondo il DM 26/06/1984 oppure classe A1 secondo il DM 10/03/2005).

In alternativa potrà essere effettuata una specifica valutazione del rischio di propagazione dell'incendio, tenendo conto della classe di resistenza agli incendi esterni dei tetti e delle coperture di tetti (secondo UNI EN 13501-5:2009 classificazione al fuoco dei prodotti e degli elementi da costruzione - parte 5: classificazione in base ai risultati delle prove di esposizione dei tetti a un fuoco esterno secondo UNI ENV 1187:2007) e della classe di reazione al fuoco del modulo fotovoltaico attestata secondo le procedure di cui all'art. 2 del DM 10 marzo 2005 recante "classi di reazione al fuoco per i prodotti da costruzione" da impiegarsi nelle opere per le quali è prescritto il requisito della sicurezza in caso d'incendio.

L'ubicazione dei moduli e delle condutture elettriche dovrà inoltre sempre consentire il corretto funzionamento e la manutenzione di eventuali evacuatori di fumo e di calore (EFC) presenti, nonché tener conto, in base all'analisi del rischio incendio, dell'esistenza di possibili vie di veicolazione di incendi (lucernari, camini, ecc.). In ogni caso i moduli, le condutture, gli inverter, i quadri ed altri eventuali apparati non dovranno essere installati nel raggio di 1 m dagli EFC. Inoltre, in presenza di elementi verticali di compartimentazione antincendio, posti all'interno dell'attività sottostante al piano di appoggio dell'impianto fotovoltaico, lo stesso dovrà distare almeno 1 m dalla proiezione di tali elementi.

L'impianto FV dovrà, inoltre, avere le seguenti caratteristiche:

- essere provvisto di un dispositivo di comando di emergenza, ubicato in posizione segnalata ed accessibile che determini il sezionamento dell'impianto elettrico, all'interno del compartimento/fabbricato nei confronti delle sorgenti di alimentazione, ivi compreso l'impianto fotovoltaico.
- in caso di presenza di gas, vapori, nebbie infiammabili o polveri combustibili, al fine di evitare i pericoli determinati dall'innescio elettrico, è necessario installare la parte di impianto in corrente continua, compreso l'inverter, all'esterno delle zone classificate ai sensi del D. Lgs. 81/2008 - allegato XLIX;
- nei luoghi con pericolo di esplosione per la presenza di materiale esplosivo, il generatore fotovoltaico e tutti gli altri componenti in corrente continua costituenti potenziali fonti di innesco, dovranno essere installati alle distanze di sicurezza stabilite dalle norme tecniche applicabili;
- i componenti dell'impianto non dovranno essere installati in luoghi definiti "luoghi sicuri" ai sensi del DM 30/11/1983, né essere di intralcio alle vie di esodo; le strutture portanti, ai fini del soddisfacimento dei livelli di prestazione contro l'incendio di cui al DM 09/03/2007, dovranno essere verificate e documentate tenendo conto delle varie condizioni dei carichi strutturali sulla copertura, dovute alla presenza del generatore



fotovoltaico, anche con riferimento al DM 1410112008 "Norme tecniche per le costruzioni".

### Verifiche

Periodicamente e ad ogni trasformazione, ampliamento o modifica dell'impianto dovranno essere eseguite e documentate le verifiche ai fini del rischio incendio dell'impianto fotovoltaico, con particolare attenzione ai sistemi di giunzione e di serraggio.

### Segnaletica di sicurezza

L'area in cui è ubicato il generatore ed i suoi accessori, qualora accessibile, dovrà essere segnalata con apposita cartellonistica conforme al D. Lgs. 81/2008. La predetta cartellonistica dovrà riportare la seguente dicitura:

**ATTENZIONE: IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN TENSIONE DURANTE LE ORE DIURNE (.....Volt).**

La predetta segnaletica, resistente ai raggi ultravioletti, dovrà essere installata ogni 10 m per i tratti di condotta.



Figura 13.2 – Cartello di sicurezza per un impianto fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Nel caso di generatori fotovoltaici presenti sulla copertura dei fabbricati, detta segnaletica dovrà essere installata in corrispondenza di tutti i varchi di accesso del fabbricato.

I dispositivi di sezionamento di emergenza dovranno essere individuati con la segnaletica di sicurezza di cui al titolo V del D.Lgs.81/08.

### Esempi di installazione di impianti fotovoltaici nelle attività soggette al controllo dei Vigili del fuoco, ai sensi del DM 16/2/1982

Si riportano di seguito degli esempi di installazioni di impianti fotovoltaici nelle attività soggette al controllo dei Vigili del fuoco, ai sensi del DM 16/2/1982.

Tenendo conto di quanto richiesto nel paragrafo precedente, due possibili modalità di messa in sicurezza, con riferimento alla posizione del dispositivo di sezionamento sotto carico (IMS) con comando remoto, sono illustrate nella Figura 13.3.

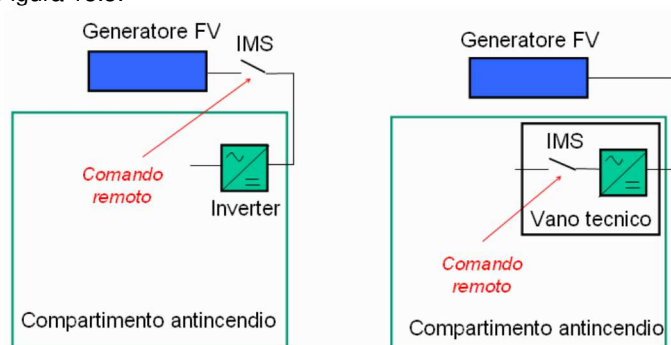


Figura 13.3 – Esempi di installazione d'impianto fotovoltaico, nel caso in cui una sua parte sia posta all'interno del compartimento antincendio

Tenendo conto di quanto richiesto nel paragrafo precedente, nella Figura 13.4 sono indicate le distanze minime di EFC dai componenti dell'impianto fotovoltaico.

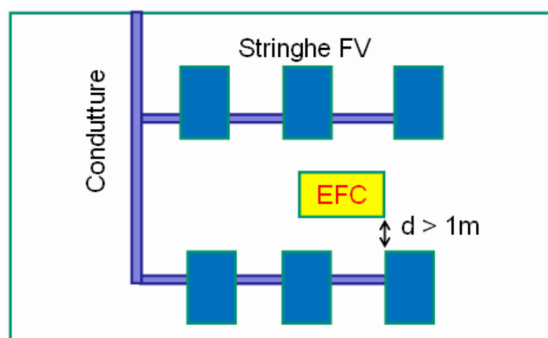


Figura 13.4 – Esempio di distanze minime di lucernai e EFC dai componenti dell'impianto fotovoltaico

### **C.12 Verifiche tecnico funzionali su impianti installati**

Di seguito sono forniti i criteri da seguire nel corso delle verifiche degli impianti fotovoltaici già realizzati al fine di assicurare il rispetto dei requisiti di sicurezza e di funzionalità previsti in fase di progetto.

Le verifiche consistono in un controllo di rispondenza dell'opera realizzata ai dati di progetto ed alla regola dell'arte e constano di due momenti: l'esame a vista e l'esecuzione di prove sugli impianti.

L'esecuzione delle prove può anche avere un aspetto amministrativo e, quindi, di collaudo.

#### L'esame a vista

L'esame a vista ha il fine di controllare che l'impianto sia stato realizzato secondo le Norme CEI. In particolare deve accertare che i componenti siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente. Inoltre l'esame a vista è teso a identificare, senza l'uso di attrezzi o di mezzi di accesso eventuali difetti dei componenti elettrici che sono evidenti allo sguardo quali ad esempio: la mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte, involucri rotti, dati di targa, ecc.

#### Verifica della corrispondenza dell'impianto realizzato alla documentazione finale di impianto

La verifica della corrispondenza dell'impianto realizzato alla documentazione finale di impianto serve a controllare che tutte le opere realizzate siano rispondenti agli elaborati del Progetto Esecutivo "come realizzato" e a quanto prescritto dalla normativa vigente e dalle specifiche del Distributore.

#### Verifica della potenza nominale dell'impianto

La verifica della potenza nominale dell'impianto realizzato viene effettuata come somma della potenza nominale a STC di tutti i moduli installati. A tale scopo è necessario verificare il numero di moduli in serie nelle stringhe e il numero di stringhe del generatore fotovoltaico o, eventualmente, delle varie sezioni di cui esso è composto.

#### Verifica della tensione a vuoto delle stringhe

In accordo con la Norma CEI EN 62446, la seguente procedura viene utilizzata per la verifica della tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche, al fine di controllare la corretta installazione delle stringhe.

La tensione a circuito aperto di ogni stringa FV viene misurata mediante uno strumento di misura idoneo. Questo viene effettuato prima di chiudere gli interruttori o l'installazione di dispositivi di protezione per sovracorrente nelle stringhe (dove previsto).

NOTA Il confronto dei valori misurati con quelli attesi è inteso come un controllo della corretta installazione, non come una misura delle prestazioni del modulo o del generatore fotovoltaico. La valutazione di tali prestazioni è al di fuori dello scopo di questa verifica. Nel caso di impianti con più stringhe identiche e in condizioni di irraggiamento stabile, possono essere confrontate le tensioni tra le stringhe. I valori ottenuti dovrebbero essere quasi uguali (di solito entro il 5% per le condizioni di irraggiamento stabile).

Nel caso di irraggiamento non stabile, si può procedere in uno dei seguenti modi:

- la verifica viene rimandata;
- la verifica viene effettuata utilizzando diversi voltmetri con analoghe caratteristiche, mantenendo un voltmetro su una stringa di riferimento;
- effettuare la misura dell'irraggiamento solare sul piano dei moduli, con la quale effettuare la correzione delle letture.

NOTA Un valore di tensione inferiore al valore atteso può indicare il verificarsi di uno dei seguenti casi: errori di cablaggio (uno o più moduli in meno della stringa), uno o più moduli collegati con la polarità sbagliata, guasti a causa di scarso isolamento elettrico, danni e/o accumulo di acqua nei condotti o nelle scatole di giunzione. Al contrario, un valore di tensione superiore al valore atteso può indicare la presenza di errori di cablaggio (uno o più moduli in più nella stringa).

Oltre a quanto indicato nella Norma CEI EN 62446, un metodo pratico per controllare la correttezza della tensione a vuoto delle stringhe (ma anche delle connessioni tra i moduli) consiste nel valutare la differenza fra le tensioni a vuoto delle stringhe  $DV_{OC}$  in relazione alla tensione a vuoto del modulo utilizzato nell'impianto,  $V_{OC MOD}$  alle condizioni ambientali in cui viene effettuata la misura; cioè va verificato che con condizioni stabili di irraggiamento sul piano dei moduli:

$$|DV_{OC}| < \frac{V_{OC MOD}}{2} \quad (15.1)$$

Per effettuare questa verifica è opportuno seguire le seguenti indicazioni:

- trattandosi di lavoro sotto tensione, occorre tenere conto delle procedure di sicurezza indicate nella Norma CEI 11-27;

NOTA Secondo la Norma CEI 11-27 per "lavoro sotto tensione" si intende "Ogni attività in cui un operatore entra deliberatamente nella zona di lavoro sotto tensione con qualsiasi parte del corpo o con attrezzi/utensili, apparecchi o dispositivi da lui maneggiati".



- prima di effettuare le misure di VOC è necessario aprire il sezionatore del quadro parallelo stringhe e quindi distaccare la stringa dal quadro di parallelo
- il distacco della stringa dal quadro di parallelo viene effettuato preferibilmente aprendo i connettori rapidi delle stringhe, se presenti, anziché estraendo i fusibili di ogni stringa.

#### Verifica della corrente delle stringhe

In accordo con la Norma CEI EN 62446, la seguente procedura viene utilizzata per la verifica della corrente delle stringhe fotovoltaiche.

##### *Generalità*

Come per le misure di tensione a vuoto delle stringhe, lo scopo di questa verifica è di verificare che non ci siano errori gravi nel cablaggio del generatore fotovoltaico. Pertanto, questa verifica non è da intendere come una misura delle prestazioni del modulo o del generatore fotovoltaico.

La verifica della corrente delle stringhe può essere effettuata secondo uno dei due metodi di prova di seguito descritti: verifica delle correnti di corto circuito e verifica delle correnti di lavoro.

Ove possibile, la verifica delle correnti di corto circuito è preferibile in quanto esclude qualsiasi influenza da parte degli inverter.

Per effettuare questa verifica è opportuno tenere conto che, trattandosi di lavoro sotto tensione, occorre seguire le procedure di sicurezza indicate nella Norma CEI 11-27.

#### Verifica delle correnti di corto circuito delle stringhe dell'impianto fotovoltaico

La corrente di corto circuito di ogni stringa FV deve essere misurata con idonea apparecchiatura. La realizzazione/interruzione delle correnti di corto circuito della stringa è potenzialmente pericolosa ed è consigliabile adottare un metodo di prova adeguato, come quello descritto di seguito.

I valori misurati devono essere confrontati con i valori attesi. Nel caso di impianti con più stringhe identiche e in condizioni di irraggiamento stabile, possono essere confrontate le correnti tra le stringhe. I valori ottenuti dovrebbero essere quasi uguali (di solito entro il 5% per le condizioni di irraggiamento stabile).

Invece, nel caso di irraggiamento non stabile, si può procedere in uno dei seguenti modi:

- la verifica viene rimandata;
- la verifica viene effettuata utilizzando diversi amperometri con analoghe caratteristiche, mantenendo un amperometro su una stringa di riferimento;
- la verifica viene effettuata misurando le correnti di stringa e correggendoli con i valori di irraggiamento solare sul piano delle stringhe.

Le misure sono effettuate dopo aver verificato che tutte le stringhe FV siano fra loro isolate e che tutti i dispositivi di interruzione e di sezionamento siano aperti.

Un breve cortocircuito viene effettuato nella stringa in prova. Ciò può essere ottenuto mediante:

- a) un cavo di corto circuito temporaneo connesso a un dispositivo di interruzione/sezionamento sotto carico già presenti nel circuito della stringa;
- b) un dispositivo in grado di effettuare il corto circuito della stringa, temporaneamente introdotto nel circuito di prova.

In ogni caso, il dispositivo o il cavo di corto circuito deve essere dimensionato per un valore superiore alla tensione a vuoto e alla corrente di corto circuito della stringa in esame.

NOTA Il dispositivo in grado di effettuare il corto circuito della stringa, in genere, può anche essere utilizzato per effettuare prove di isolamento del generatore fotovoltaico.

#### Procedura per la verifica delle correnti di lavoro delle stringhe fotovoltaiche

Con l'impianto in normale funzionamento (inverter in condizione di inseguimento del punto di massima potenza) la corrente di ogni stringa viene misurata con un amperometro, preferibilmente con pinza amperometrica disposta intorno al cavo di stringa.

NOTA Per limitare l'incertezza di misura, la pinza amperometrica deve essere scelta in modo che il diametro del suo anello non sia molto superiore a quello del cavo di stringa. I valori misurati devono essere confrontati con il valore atteso.

Per i sistemi con più stringhe identiche e in condizioni di irraggiamento stabile, possono essere confrontate le correnti delle stringhe. I valori ottenuti dovrebbero essere quasi uguali (di solito entro il 5% per le condizioni di irraggiamento stabile).

Invece, nel caso di irraggiamento non stabile, si può procedere in uno dei seguenti modi:

- la verifica viene rimandata;
- la verifica viene effettuata utilizzando diversi amperometri con analoghe caratteristiche, mantenendo un amperometro su una stringa di riferimento;
- la verifica viene effettuata misurando le correnti di stringa e correggendoli con i valori di irraggiamento solare sul piano delle stringhe.

NOTA Il confronto dei valori delle correnti di stringa può anche essere effettuato tramite il sistema di monitoraggio dell'impianto, se disponibile.





Verifica della messa a terra di masse e scaricatori

Questa verifica consiste nell'accertare la continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate.

Verifica dell'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse

Lo scopo di questa verifica è quello di accertare che la resistenza di isolamento dell'impianto sia adeguata ai valori prescritti dalle norme, in particolare dalla Norma CEI 64-8/6 e dalla Norma CEI EN 62446.

La misura deve essere eseguita tra ogni conduttore attivo, oppure ciascun gruppo completo di conduttori attivi, e l'impianto di terra; le misure devono essere eseguite in c.c. mediante strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste (es. 500 V c.c.) con un carico di 1mA.

La Norma CEI EN 62446 indica che è possibile effettuare questa verifica utilizzando uno dei seguenti due metodi e verificando il valore minimo di resistenza di isolamento indicato in Tabella 15.1:

Metodo 1 misura della resistenza di isolamento verso terra della polarità positiva e di quella negativa, separatamente;  
Metodo 2 misura della resistenza di isolamento verso terra delle polarità positiva e negativa cortocircuitate.

Metodo di prova	Tensione del sistema ( $V_{OC,STC} \times 1,25$ ) V	Tensione di prova V	Resistenza di isolamento minima M $\Omega$
<b>Metodo di prova 1</b> Misura della resistenza di isolamento verso terra della polarità positiva e di quella negativa, separatamente	< 120	250	0,5
	120 - 500	500	1
	> 500	1 000	1
<b>Metodo di prova 2</b> Misura della resistenza di isolamento verso terra della polarità positiva e negativa cortocircuitate	< 120	250	0,5
	120 - 500	500	1
	> 500	1 000	1

Tabella 15.1 – Valori minimi della resistenza di isolamento

Verifica del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico

Questa verifica consiste nell'esaminare 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, protezione in caso di mancanza della rete del distributore, riavvio automatico dell'impianto al ritorno della tensione di rete, ecc.).

In particolare, una verifica che accerti le funzioni di protezione di interfaccia deve almeno provare il loro intervento in caso di mancanza della rete del distributore.

La Verifica delle prestazioni dell'impianto fotovoltaico dovrà essere effettuata come previsto dalla Guida Cei 82-25 paragrafo 15.9

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Identificativo dell'impianto	<b>Impianto Fotovoltaico</b>
Classificazione architettonica	<b>Impianto su edificio</b>

Dati tecnici	
Potenza totale	<b>66.00 kW</b>
Numero totale moduli	<b>165</b>
Numero totale inverter	<b>2</b>
BOS	<b>72 %</b>



Prestazioni energetiche	
Energia totale annua	70 325 kWh

### C.13 Specifiche del generatore fotovoltaico

#### Impianto di messa a terra

È previsto un collegamento all'impianto di dispersione esistente dell'edificio. A tale impianto dovranno essere collegati l'inverter (terra funzionale) e la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici.

#### Descrizione

Il generatore denominato, Generatore1, classificato come "Generatore su edificio", ha potenza pari a 66.00 kW e una produzione stimata di 70 325 kWh di energia annua, derivante da 165 moduli.

#### Scheda tecnica generatore fotovoltaico

Dati generali	
Classificazione architettonica	Generatore su edificio
Struttura di sostegno	Fissa
Inclinazione dei moduli (Tilt)	3 °
Orientazione dei moduli (Azimut)	24 °
Irradiazione solare annua sul piano dei moduli	4 650 kWh/m <sup>2</sup>

Dati tecnici	
Potenza totale	66.00 kW
Numero totale moduli	165
Numero totale inverter	2

Prestazioni energetiche	
Energia totale annua	70 325 kWh

Moduli fotovoltaici	
Marca – Modello	PEIMAR S.R.L. – SM400M

Ottimizzatori	
Marca – Modello	SOLAREEDGE. mod. P404

Convertitore CC/CA 1 (inverter)	
Marca – Modello	SOLAREEDGE mod. SE33.3K
Stringhe x Moduli MPPT1	2x28 (n°56 Ottimizzatori)
Stringhe x Moduli MPPT2	1x27 (n°27 Ottimizzatori)

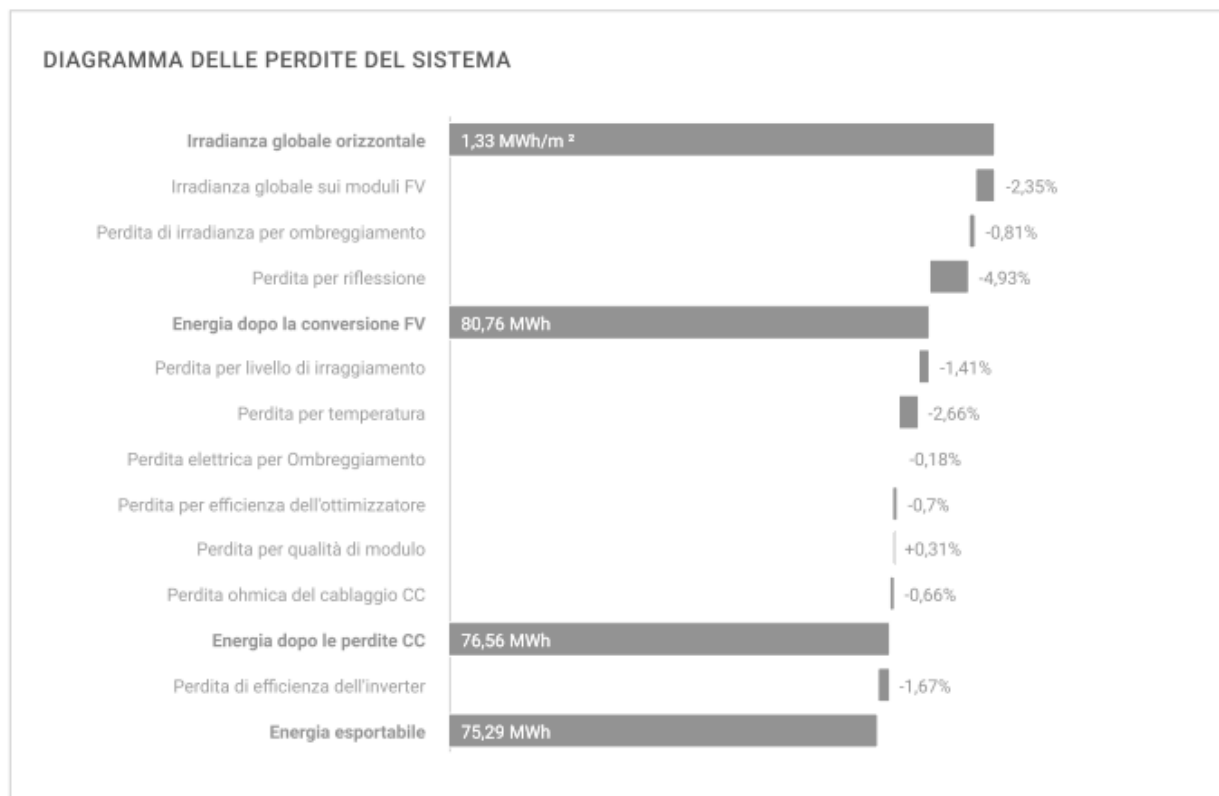


Convertitore CC/CA 2 (inverter)	
Marca – Modello	SOLAREEDGE mod. SE33.3K
Stringhe x Moduli MPPT1	2x27 (n°54 Ottimizzatori)
Stringhe x Moduli MPPT2	1x28 (n°28 Ottimizzatori)

### Verifiche elettriche

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

PROGETTAZIONE ELETTRICA			
Inverter & Accumulo	Stringhe per inverter	Ottimizzatori per stringa	Moduli FV per stringa
 1 x SE33.3K 30.58kW   92%	 2 x stringhe	 27 x P404	 27
	 1 x stringa	 28 x P404	 28
 1 x SE33.3K 30.95kW   93%	 1 x stringa	 27 x P404	 27
	 2 x stringhe	 28 x P404	 28



**C.14 Verifica Tecnico – Funzionale sull'impianto**

L'impianto fotovoltaico e i relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche richiamate nell'Allegato 1 al DM 28 Luglio 2005, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 4, comma 4, dello stesso decreto.

I moduli fotovoltaico devono essere provati e verificati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Tali laboratori dovranno essere accreditati EA (European Accreditation Agreement) o dovranno aver stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento.

Gli impianti fotovoltaico devono essere realizzati e collaudati in osservanza delle prescrizioni di cui alla GUIDA CEI 82-25.

Le verifiche di cui sopra dovranno essere effettuate, a lavori ultimati, dall'installatore dell'impianto, che dovrà essere in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia e dovrà emettere una dichiarazione, firmata e siglata in ogni parte, che attesti l'esito delle verifiche e la data in cui le predette sono state effettuate.

Si consiglia di effettuare le misure di cui sopra periodicamente al fine di verificare costantemente il funzionamento dell'impianto.

**D) RIFERIMENTI NORMATIVI**

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

**Leggi e decreti**

Normativa generale:

**Legge 1 marzo 1968, n. 186:** disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.

**Legge 9 gennaio 1991, n. 10:** norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.

**Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79:** attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

**Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000:** finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.

**Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77:** sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).

**Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003:** attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

**Decreto Ministero delle Attività Produttive, 20 luglio 2004:** nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

**Decreto Ministero delle Attività Produttive, 20 luglio 2004:** nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

**Legge 23 agosto 2004, n. 239:** riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

**Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005:** attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

**Legge 27 dicembre 2006, n. 296:** disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello stato (Legge finanziaria 2007).

**Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006:** disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

**Delibera dell'Assemblea Legislativa della Regione Emilia Romagna n°156/08:** atto di indirizzo e coordinamento sui requisiti di rendimento energetico e sulle procedure di certificazione energetica degli edifici

**DGR 1362-2010:** Modifica degli allegati di cui alla parte seconda della delibera di assemblea legislativa n°156/2008

**DM 16/2/1982:** Attività soggette al controllo dei VVFF.

Sicurezza:

**D.Lgs. 81/2008** (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;

**DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.



**Circolare n. 1324 del 07.02.2012 di cui al DM 16/2/1982:** prescrizioni per la realizzazione di impianti fotovoltaici nelle attività soggette al controllo dei VVF.

#### Norme Tecniche

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

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

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

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

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

**CEI EN 61727 (CEI 82-9):** sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

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

**CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

**CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

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

**CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

**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  $I_n = 16$  A per fase).

**CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

**CEI EN 61439:** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

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

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

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

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

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

**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.

**UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

**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 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

**CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

**EN 50470-1 ed EN 50470-3** in corso di recepimento nazionale presso CEI.

**CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

**CEI 64-8, parte 7, sezione 712:** sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.

#### Delibere AEEG

**Delibera AEEG 14 settembre 2005, n. 188/05 (testo originale):** definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'art. 9 del Decreto del Ministero delle Attività produttive, di concerto con il ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.



**Delibera AEEG 10 febbraio 2006, 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 kV, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

**Delibera AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06:** modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

**Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione 24 febbraio 2006, n. 40/06:** definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 (deliberazione n. 188/05).

**Delibera AEEG 28 novembre 2006, n. 260/06:** modificazione ed integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.

**Delibera AEEG 11 aprile 2007, n. 88/07:** disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

**Delibera AEEG 11 aprile 2007, 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 ad 1 kV.

**Delibera AEEG 11 aprile 2007, 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 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.

**Delibera AEEG 6 novembre 2007, n. 280/07:** modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'art. 1, commi 3 e 4 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e del comma 41 della legge 23 agosto 2004 n. 239.

**Documento di consultazione - atto n. 31/07:** testo integrato dello scambio sul posto (31 luglio 2007).

#### Agenzia delle Entrate

**Agenzia delle Entrate CIRCOLARE N. 46/E:** articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

**Agenzia delle Entrate CIRCOLARE N. 66:** tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

### **E) PRESCRIZIONI E RACCOMANDAZIONI**

**I componenti menzionati negli schemi allegati al progetto non possono essere sostituiti con altri di tipo o caratteristiche diverse, senza il preventivo consenso del progettista o della Direzione Lavori in accordo con il progettista stesso.**

Il presente progetto è stato concordato assieme alla committenza ed al soggetto responsabile, pertanto, qualora si verificassero variazioni di prezzo rispetto al preventivo fornito in data antecedente al presente elaborato, esse non saranno da attribuire all'opera dello Studio Elettrotecnico P.I. Mirco Magnani. Il presente progetto sostituisce ogni eventuale precedente preventivo o progetto anche non svolto dal sottoscritto.

Lo Studio Elettrotecnico P.I. Mirco Magnani viene assolto in toto e senza alcuna riserva da ogni responsabilità per danni a persone, animali e/o cose, sanzioni, ecc., derivanti dalla errata installazione degli impianti.

Si declina ogni responsabilità per difetti di errata installazione. Per l'esecuzione dell'impianto vedi relativo certificato di conformità rilasciato dalla Ditta Installatrice.

Il Committente e/o il Soggetto Responsabile non può alterare l'impianto senza la preventiva consultazione del Progettista in intestazione pena la decadenza di ogni responsabilità da parte del Progettista stesso.

Sono completamente a carico del Soggetto Responsabile tutti gli oneri di allacciamento alla rete Enel e/o versamenti a Enti per l'accesso al Conto Energia.

Il progetto è stato redatto utilizzando prodotti indicati dalla ditta committente.

Lo Studio Elettrotecnico P.I. Mirco Magnani viene assolto in toto e senza alcuna riserva da ogni responsabilità dal mancato guadagno o dalla eventuale differenza di redditività dell'impianto per cause derivate dalla qualità dei prodotti forniti dalla ditta committente e/o installatrice, e per calcoli di produzione di energia elettrica non provenienti dalla scrivente Studio Tecnico.

Gli unici valori di energia presunta prodotta riconosciuti dallo Studio Elettrotecnico P.I. Mirco Magnani sono quelli riportati nella presente relazione.

Il presente progetto potrà subire variazioni a seguito di richieste specifiche da parte di e-Distribuzione.

Al presente progetto andrà allegata la Dichiarazione di conformità rilasciata, a lavori ultimati, dalla ditta installatrice come parte integrante della documentazione fornita.



**F) APPENDICE**

Ubicazione impianto : **Via della Circonvallazione Meridionale – RIMINI (RN)**  
adibiti ad uso : **ATTIVITA' COMMERCIALE E AUTORIMESSA**

Il presente relazione tecnica è composta da n°38 pagine più il frontespizio.  
Non sono ammesse riproduzioni anche parziali del presente documento.

Si declina ogni responsabilità per variazioni eseguite sugli impianti elettrici, in difformità a quanto riportato sugli elaborati tecnici di progetto consegnati e custoditi in originale presso lo Studio Elettrotecnico Per. Ind. Mirco Magnani. Si rammenta inoltre che per impianti del tipo sopra indicato, in base al decreto n°37 del 22/01/2008, il Committente, è tenuto a far eseguire i lavori, ed eventuali modifiche a Ditte autorizzate ed iscritte negli appositi Registri. Il Committente, dichiarando di aver piena conoscenza delle informazioni sui diritti previsti negli art. 10 e 13 della Legge n° 675/1996, autorizza il Professionista ed i collaboratori dello stesso ad acquisire, conservare e provvedere al trattamento di tutti i dati personali, nonché a comunicare tali dati a soggetti terzi ai soli fini dell'espletamento dell'incarico professionale di cui al presente contratto e nel rispetto delle vigenti norme.

**IL COMMITTENTE**

- Per presa Visione ed accettazione di quanto previsto a suo carico –

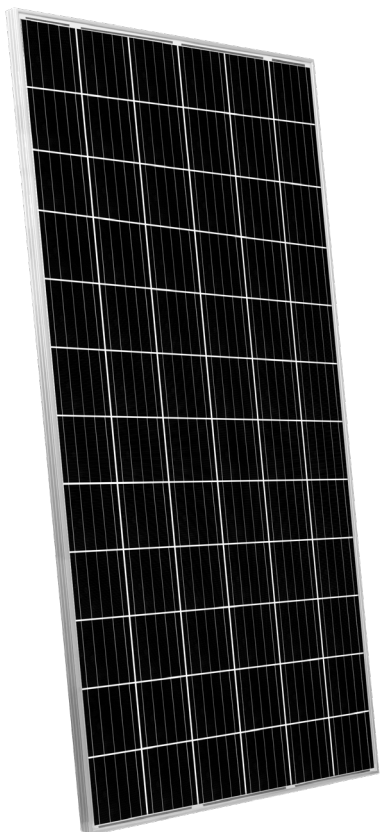
**Il Progettista:**

**Per. Ind. Mirco Magnani**









## SM400M

### COMMERCIAL LINE



Il design moderno, grazie al colore nero delle celle e la lunga durata di vita sono solo alcuni dei punti di forza dei moduli monocristallini Peimar. Vengono prodotti utilizzando processi produttivi innovativi e tecniche d'ingegneria avanzate, offrendo ai clienti la massima produttività e prestazioni elevate.

Questo permette di generare quantità maggiori di energia, rendendoli i pannelli ideali per tutti quei contesti in cui lo spazio è limitato o con condizioni ambientali impegnative.



**30** ANNI GARANZIA LINEARE PRODUZIONE

**20** ANNI GARANZIA PRODOTTO



TECNOLOGIA **PERC**



**PID FREE**



REAZIONE AL FUOCO: **CLASSE I**



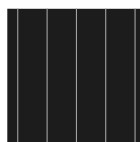
VETRO **ANTI-RIFLESSO**



**ASSICURAZIONE QBE**

Assicurazione Responsabilità Civile Prodotti QBE

### CELLE



72 CELLE  
MONO 5BB M3 | **PERC**

158.75x158.75mm / 6.25x6.25"

### CORNICE



COMPATTA E ROBUSTA | **40mm**

ANCORABILE ANCHE  
SUL LATO CORTO <sup>(5)</sup>

## CARATTERISTICHE ELETTRICHE (STC) <sup>(1)</sup>

Potenza di picco (Pmax) <sup>(2)</sup>	
Tolleranza di classificazione	
Tensione a Pmax (Vmp)	
Corrente a Pmax (Imp)	
Tensione di circuito aperto (Voc) <sup>(2)</sup>	
Corrente di corto circuito (Isc) <sup>(2)</sup>	
Tensione massima di sistema	
Massimo valore nominale del fusibile	
Efficienza modulo	
Classe di protezione da scossa elettrica	

	SM400M
Potenza di picco (Pmax) <sup>(2)</sup>	400 W
Tolleranza di classificazione	0/+5 W
Tensione a Pmax (Vmp)	41.3 V
Corrente a Pmax (Imp)	9.69 A
Tensione di circuito aperto (Voc) <sup>(2)</sup>	50.39 V
Corrente di corto circuito (Isc) <sup>(2)</sup>	10.26 A
Tensione massima di sistema	1500 V
Massimo valore nominale del fusibile	15 A
Efficienza modulo	20.17%
Classe di protezione da scossa elettrica	Classe II

## CARATTERISTICHE MECCANICHE

Celle	72 (6x12) M3 monocristalline <b>PERC</b>
Dimensioni Celle	158.75x158.75 mm / 6.25x6.25"
Cover Frontale	3.2 mm / 0.13" spessore, vetro temprato
Cover Posteriore	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Capsula	EVA (Etilene Vinil Acetato)
Cornice	Lega d'alluminio anodizzato doppio spessore
Finiture Cornice	Silver
Finiture Backsheet	Bianco
Diodi	3 Diodi di Bypass
Junction Box	Certificato IP67
Connettori	MC4 o connettori compatibili
Lunghezza Cavi	1100 mm / 43.31"
Sezione Cavi	4.0 mm <sup>2</sup> / 0,006 in <sup>2</sup>
Dimensioni	1979x1002x40 mm / 77.91x39.45x1.57"
Peso	22 Kg / 48.5 lbs
Carico Max (Carico di prova) - SF	5400 Pa - 1.5 <sup>(5)</sup>

## CARATTERISTICHE TEMPERATURA

NMOT <sup>(3)</sup>	45±2 °C
Coeff. temp. della potenza massima	-0.37 %/°C
Coeff. temp. della tensione di circuito aperto	-0.28 %/°C
Coeff. temp. della corrente di corto circuito	0.042 %/°C
Temperatura di funzionamento	-40 °C ~ +85°C

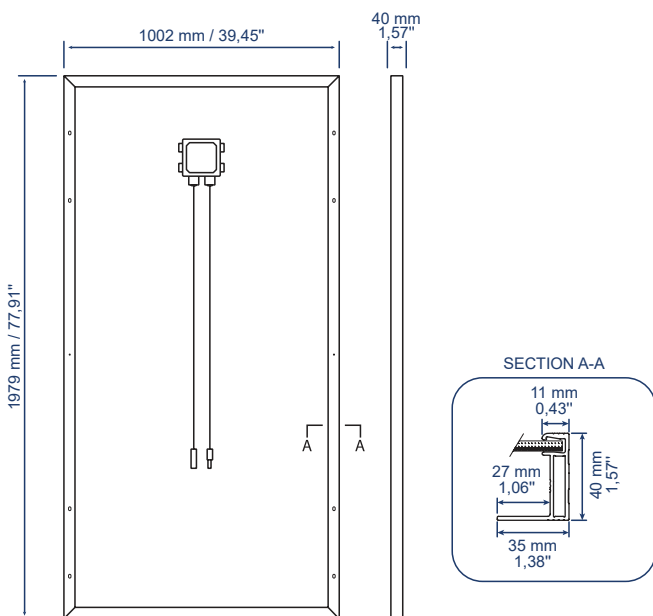
## PACKAGING <sup>(3)</sup>

Dimensione pallet	2000x1200x1210 mm / 78.74x47.24x47.64"
Pannelli per pallet	27
Peso	630 Kg / 1388.9 lbs

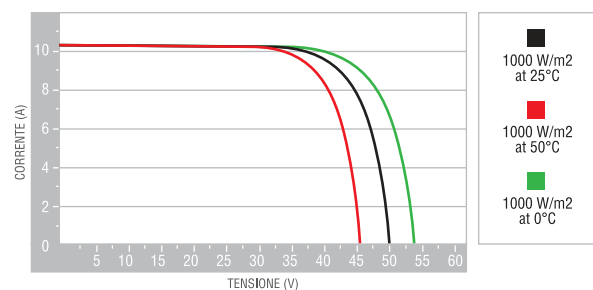
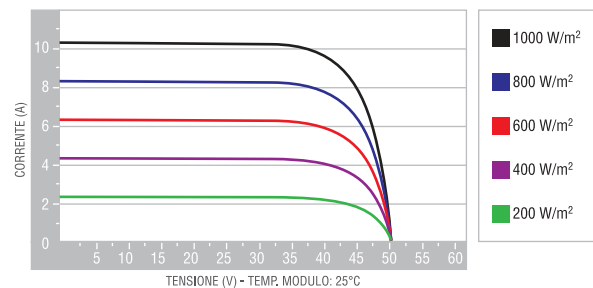
## CERTIFICAZIONI

Resistenza al fuoco	Classe di reazione al fuoco: 1 (UNI 9177)
PID free	IEC TS 62804-1:2015
Nebbia salina	IEC 61701:2011
Ammoniaca	IEC 62716:2013

## DIMENSIONI



## CARATTERISTICHE CORRENTE/VOLTAGGIO



1. STC: (Standard Test Condition) Irraggiamento 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura Modulo 25°C, Massa d'aria 1.5

2. Tolleranza sulla misura di Pmax, Voc, Isc: ±3%

3. NMOT: (Nominal Module Operating Temp): Irraggiamento 800W/m<sup>2</sup>, Temp. ambiente 20°C, Velocità vento 1m/s

4. I bancali possono essere sovrapposti massimo a due

5. Consultare il manuale d'installazione per le relative configurazioni di montaggio

# Ottimizzatore di potenza

P370 / P401 / P404 / P405 / P485 / P500 / P505

OTTIMIZZATORE DI POTENZA



## Ottimizzazione di potenza fotovoltaica a livello di singolo modulo

- Specificatamente progettati per funzionare con inverter SolarEdge
- Fino al 25% di potenza in più
- Efficienza Superiore (99,5%)
- Riduce tutti i tipi di perdite dovute al disaccoppiamento tra i moduli, dalla tolleranza di produzione all'ombreggiamento parziale
- Progettazione flessibile dell'impianto per un'utilizzazione massima dello spazio
- Rapidità di installazione grazie al singolo punto di fissaggio
- Manutenzione avanzata grazie al monitoraggio a livello di modulo
- Riduzione di tensione a livello di modulo per la sicurezza di installatori e vigili del fuoco

# / Ottimizzatore di potenza

P370 / P401 / P404 / P405 / P485 / P500 / P505

Modello di ottimizzatore (compatibilità modulo tipico)	P370 (per moduli da 60 e 72 celle ad alta potenza)	P401 (per moduli da 60 e 72 celle ad alta potenza)	P404 (per moduli da 60 celle e da 72 celle, stringhe corte)	P405 (per moduli ad alta tensione)	P485 (per moduli ad alta tensione)	P500 (per moduli da 96 celle)	P505 (per moduli ad alta corrente)		
<b>INGRESSO</b>									
Potenza CC nominale in ingresso <sup>(1)</sup>	370	400	405	405	485	500	505	W	
Tensione in ingresso massima assoluta (Voc alla minima temperatura)	60		80	125		80	83	Vcc	
Intervallo operativo dell'MPPT	8 - 60		12,5 - 80	12,5 - 105		8 - 80	12,5-83	Vcc	
Corrente Massima di Corto Circuito (Isc alla massima temperatura)	11	11,75	11			10,1	14	Acc	
Massima efficienza								99,5	%
Efficienza ponderata								98,8	%
Categoria di sovratensione								II	
<b>PARAMETRI IN USCITA DURANTE IL FUNZIONAMENTO (OTTIMIZZATORE DI POTENZA CONNESSO ALL'INVERTER SOLAREGE IN PRODUZIONE)</b>									
Corrente in uscita massima								15	Acc
Tensione in uscita massima	60		85			60	85	Vcc	
<b>POTENZA IN USCITA DURANTE LO STAND-BY (OTTIMIZZATORE DI POTENZA NON CONNESSO ALL'INVERTER SOLAREGE O INVERTER SOLAREGE SPENTO)</b>									
Tensione di sicurezza in uscita per ottimizzatore di potenza								1 ± 0,1	Vcc
<b>CONFORMITÀ AGLI STANDARD</b>									
EMC								FCC Parte 15 Classe B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3	
Sicurezza								IEC62109-1 (classe di sicurezza II), UL1741	
RoHS								Sì	
Sicurezza antincendio								VDE-AR-E 2100-712:2013-05	
<b>SPECIFICHE PER L'INSTALLAZIONE</b>									
Massima tensione ammessa dell'impianto								1000	Vcc
Dimensioni (L x L x A)	129 x 153 x 27,5 / 5,1 x 6 x 1,1	129 x 153 x 29,5 / 5,08 x 6,02 x 1,16	129 x 89 x 42,5	129 x 90 x 49,5		129 x 153 x 33,5	129 x 162 x 59	mm	
Peso (inclusi i cavi)	630	655	775	845		750	1064	g	
Connettore di ingresso	MC4 <sup>(2)</sup>				MC4 singolo o doppio <sup>(2)(3)</sup>	MC4 <sup>(2)</sup>			
Lunghezza cavo di ingresso								0.16 / 0.52	m
Connettore di uscita								MC4	
Lunghezza del cavo di uscita								1,2	m
Intervallo di temperatura operativo								-40 - +85	°C
Classe di protezione								IP68	
Umidità relativa								0 - 100	%

(1) La potenza nominale del modulo a STC non deve superare la "Potenza nominale CC". Sono permessi moduli con tolleranza di potenza fino al +5%.

(2) Per altri tipi di connettori contattare SolarEdge.

(3) Per la versione con doppio ingresso per la connessione in parallelo dei due moduli, utilizzare il P485. In caso di numero dispari di moduli FV in una stringa, è consentito utilizzare un ottimizzatore P600/P650/P730/P800p/P850 collegato ad un unico modulo FV.

PROGETTAZIONE DELL'IMPIANTO CON UN INVERTER SOLAREGE <sup>(4)(5)</sup>	INVERTER HD-WAVE MONOFASE	INVERTER MONOFASE	INVERTER TRIFASE	TRIFASE PER RETE DA 277/480V	
Lunghezza minima di stringa (ottimizzatori di potenza)	P370, P401, P500 <sup>(6)</sup>	8	16	18	
	P404, P405, P485, P505	6	14 (13 con SE3K) <sup>(7)</sup>	14	
Lunghezza massima di stringa (ottimizzatori di potenza)		25	50	50	
Potenza massima per stringa		5700	5250	11250 <sup>(8)</sup>	12750 <sup>(9)</sup>
Stringhe parallele di lunghezze o orientamenti diversi		Sì			W

(4) Non è consentito collegare P404/P405/P485/P505 con P370/P401/P500/P600/P650/P730/P801/P800p/P850/P950 nella stessa stringa.

(5) Per SE15K e superiori, la potenza minima in corrente continua deve essere 11KW.

(6) I modelli P370/P401/P500 non possono essere utilizzati con l'inverter SE3K trifase (disponibile in alcuni Paesi; fare riferimento alla scheda tecnica dell'inverter SE3K-SE10K).

(7) Per l'inverter SE3K-RW010BNN4 la lunghezza minima è di 10 ottimizzatori.

(8) Per inverter 230/400V: è consentito installare fino a 13500 W per stringa quando la differenza di potenza massima tra le stringhe è di 2000 W.

(9) Per inverter 277/480V: è consentito installare fino a 15000 W per stringa quando la differenza di potenza massima tra le stringhe è di 2000 W.



# Inverter trifase

SE30K / SE33.3K

INVERTER



## Progettato specificamente per il funzionamento con ottimizzatori di potenza

- / Inverter a tensione fissa per un rendimento superiore (98,3%) e stringhe più lunghe
- / Messa in servizio rapida e semplificata dell'inverter da uno smartphone utilizzando l'applicazione SetApp di SolarEdge
- / Piccolo, il più leggero della sua categoria, e facile da installare
- / Protezione integrata da sovratensioni CC di tipo 2, per una migliore protezione da fulmini
- / Aggiunte opzionali di protezione da sovratensioni RS485 e di tipo 2 CA
- / Monitoraggio integrato a livello di modulo con comunicazione Ethernet, wireless o cellulare per una piena visibilità del sistema
- / Funzioni di sicurezza avanzate: protezione integrata contro i guasti da arco elettrico e spegnimento rapido opzionale
- / IP65 - Installazione all'interno e all'esterno
- / L'unità di sicurezza CC integrata opzionale elimina la necessità di isolatori CC esterni
- / Soluzione di accumulo SolarEdge pronta per il futuro

# / Inverter trifase

## SE30K / SE33.3K

Compatibile con inverter con numero di serie	SE30K	SE33.3K	
	SEXXX-XXX01XXXX		
<b>USCITA</b>			
Potenza in uscita CA nominale	29990	33300	W
Potenza in uscita CA massima	29990	33300	VA
Tensione in uscita CA - Fase-Fase / Fase-Neutro (nominale)	380 / 220 ; 400 / 230		Vca
Tensione in uscita CA - Gamma Fase-Fase / Fase-Neutro	304 - 437 / 176 - 253 ; 320 - 460 /184 - 264,5		Vca
Frequenza CA	50/60 ± 5		Hz
Corrente continua in uscita massima (per fase)	43,5	48,25	Aac
Collegamenti della linea di uscita CA	3 W + PE, 4 W + PE		
Monitoraggio dell'impianto, protezione contro il funzionamento in isola, fattore di potenza configurabile, valori di soglia configurabili per Paese	Sì		
Distorsione armonica totale	≤ 3		%
Intervallo fattore di potenza	+/-0.8 to 1		
<b>INGRESSO</b>			
Potenza CC massima (modulo STC)	45000	50000	W
Senza trasformatore, senza messa a terra	Sì		
Tensione massima in ingresso da CC+ a CC-	1.000		Vcc
Tensione nominale in ingresso da CC+ a CC-	750		Vcc
Corrente in ingresso massima	43,5	48,25	Acc
Protezione contro inversione di polarità	Sì		
Rilevamento dell'isolamento per guasto di terra	Sensibilità di 150 kΩ <sup>(1)</sup>		
Rendimento massimo dell'inverter	98,3		%
Rendimento ponderato europeo	98		%
Consumo di potenza notturno	< 4		W
<b>FUNZIONI AGGIUNTIVE</b>			
Interfacce di comunicazione supportate	2 x RS485, Ethernet, Wi-Fi (richiede antenna), rete cellulare (opzionale)		
Gestione Smart Energy	Limitazione dell'esportazione		
Messa in servizio 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 (in conformità con UL1699B)		
Spegnimento rapido	Opzionale <sup>(2)</sup> (Automatico fino alla sconnessione della rete CA)		
Protezione da sovratensioni RS485	Opzionale		
Protezione da sovratensioni CC	Tipo II, sostituibile sul campo, integrata		
Protezione da sovratensioni CA	Tipo II, sostituibile sul campo, opzionale		
<b>DISPOSITIVO DI SICUREZZA LATO CC (OPZIONALE)</b>			
Sezionatore a 2 poli	1.000 V/48,25 A		
Fusibili lato CC	25 A, opzionale		
Conformità	UTE-C15-712-1		
<b>CONFORMITÀ AGLI STANDARD</b>			
Sicurezza	IEC-62103 (EN50178), IEC-62109, AS3100		
Standard per il collegamento alla rete <sup>(3)</sup>	VDE-AR-N-4105, G59/3, AS-4777, EN 50438, CEI-021, VDE 0126-1-1, CEI-016, BDEW		
Emissioni	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3 Classe A , IEC61000-3-11, IEC61000-3-12		
RoHS	Sì		

(1) Ove consentito dalle normative locali

(2) Inverter con numero di serie di spegnimento rapido: SExxK-xxRxxxxxx

(3) Per tutti gli standard fare riferimento alla categoria Certificazioni nella pagina Download: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

# / Inverter trifase

## SE30K / SE33.3K

Compatibile con inverter con numero di serie	SE30K	SE33.3K
	SEXXX-XXX01XXXX	
<b>SPECIFICHE PER L'INSTALLAZIONE</b>		
Diametro pressacavo CA di uscita / sezione trasversale linea/sezione trasversale PE	Diametro del cavo 19-28 mm/4 - 16 mm <sup>2</sup> /4 - 16 mm <sup>2</sup>	
Ingresso CC <sup>(4)(5)</sup>	4 x coppie MC4	
Ingresso CC con dispositivo di sicurezza <sup>(4)(5)</sup>	4 x coppie MC4	
	4 stringhe: Pressacavo: Diametro esterno cavo 5 - 10 mm/sezione trasversale cavo 2,5 - 16 mm <sup>2</sup> Coppia singola: Pressacavo: Diametro esterno cavo 9 - 16 mm/sezione trasversale cavo 6 - 35 mm <sup>2</sup>	
Dimensioni (A x L x P)	550 x 317 x 273	
Dimensioni con dispositivo di sicurezza (A x L x P)	836 x 317 x 300 (MC MC4); 819 x 317 x 300 (pressacavo CC)	
Peso	32	
Peso con dispositivo di sicurezza	36,5	
Intervallo di temperatura di funzionamento	Da -40 a +60 <sup>(6)</sup>	
Raffreddamento	Ventola (sostituibile dall'utente)	
Rumore	< 62	
Classe di protezione	IP65 - Per esterni e interni	
Montaggio	Staffa in dotazione	

(4) L'ingresso CC è disponibile con connettori MC4 o pressacavo sotto il numero di serie dell'inverter. Per ulteriori informazioni, contattare SolarEdge

(5) Solo i connettori MC4 prodotti da Stäubli sono approvati per l'uso

(6) Per informazioni sulla potenza de-rating consulta: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>



SolarEdge è un leader globale nelle tecnologie smart energy. Grazie a risorse ingegneristiche di primissimo livello e ad un continuo focus sull'innovazione, SolarEdge realizza prodotti e soluzioni smart energy per fornire energia alle nostre vite e guidare il progresso futuro.

SolarEdge ha sviluppato una soluzione di inverter intelligente che ha cambiato il modo in cui l'energia viene prodotta e gestita nei sistemi fotovoltaici (FV). La soluzione di inverter intelligente di SolarEdge massima la generazione di energia riducendo al contempo il costo dell'energia prodotta dal sistema fotovoltaico.

Evolvendosi verso tecnologie smart energy avanzate, SolarEdge si rivolge ad un'ampia gamma di segmenti del mercato dell'energia grazie alle sue soluzioni di FV, accumulo, ricarica di veicoli elettrici, UPS e servizi di rete.

 SolarEdge

 @SolarEdgePV

 @SolarEdgePV

 SolarEdgePV

 SolarEdge

 [infoITA@solaredge.com](mailto:infoITA@solaredge.com)

**[solaredge.com](https://solaredge.com)**

© SolarEdge Technologies, Ltd. Tutti i diritti riservati. SOLAREEDGE, il logo SolarEdge e OPTIMIZED BY SOLAREEDGE sono marchi o marchi registrati di SolarEdge Technologies, Inc. Tutti gli altri marchi menzionati sono marchi dei rispettivi proprietari. Ultimo aggiornamento: 06/2020/V01/IT. Con riserva di modifiche.

Nota relativa ai dati di mercato e alle previsioni di settore: Questa brochure può contenere dati di mercato e previsioni di settore provenienti da fonti esterne. Le informazioni si basano su indagini di settore e sulla competenza nel settore dell'autore. Non è possibile garantire che tali dati di mercato siano corretti o che tali previsioni di mercati si realizzeranno. Pur non avendo verificato in modo indipendente la correttezza di questi dati di mercato e previsioni di settore, riteniamo che i dati siano affidabili e le previsioni adeguate.



**solar**edge