



## COMUNE DI CAPACCIO PAESTUM (Provincia di Salerno)

### INTERVENTO DI DELOCALIZZAZIONE PER RISCHIO IDROGEOLOGICO DELLA SCUOLA PER L'INFANZIA SITA ALLA LOCALITA' PRECUIALI E REALIZZAZIONE NUOVA SCUOLA PER L'INFANZIA ALLA LOCALITA' GROMOLA

#### PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR)

Missione 4: Istruzione e Ricerca - Componente 1: Potenziamento dell'offerta dei servizi di istruzione: dagli asili nido alle Università - Investimento 1.1: Piano per asili nido e scuole dell'infanzia e servizi di educazione e cura per la prima infanzia", finanziato dall'Unione europea - Next Generation EU

## "PROGETTO DEFINITIVO"

#### IE - IMPIANTI ELETTRICI

- 44) RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA IMPIANTI ELETTRICI/SPECIALI
- 45) RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO
- 46) RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA IMPIANTO RIVELAZIONE E SEGNALAZIONE FUMI
- 47) RELAZIONE TECNICA VALUTAZIONE CONTRO LE SCARICHE ATMOSFERICHE
- 48) RELAZIONE TECNICA VALUTAZIONE DETERMINAZIONE AREE CON PERICOLO DI ESPLOSIONE
- 49) RELAZIONE CALCOLI ILLUMINOTECNICI
- 50) RELAZIONE CALCOLI DIMENSIONAMENTO IMPIANTO ELETTRICO
- 51) PLANIMENTRIA IMPIANTI ELETTRICI/SPECIALI PIANO TERRA, P.+4,50 E COPERTURA
- 52) PLANIMENTRIA IMPIANTO FOTOVOLTAICO
- 53) PLANIMENTRIA IMPIANTO RIVELAZIONE FUMI
- 54) SCHEMA FUNZIONALE IMPIANTI MECC. CON COLLEGAMENTI ELETTRICI
- 55) SCHEMI ELETTRICI



IL R.U.P.

Ing. Giovanni Vito Bello



IL PROGETTISTA

Ing. Federica Turi



## INDICE

<b><u>1) CONSIDERAZIONI INIZIALI</u></b>	<b><u>3</u></b>
<b><u>2) MODALITA' DI CESSIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA</u></b>	<b><u>3</u></b>
<b><u>3) CARATTERISTICHE DEL FABBRICATO</u></b>	<b><u>3</u></b>
<b><u>4) CARATTERISTICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO</u></b>	<b><u>3</u></b>
<b><u>5) POTENZA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</u></b>	<b><u>4</u></b>
<b><u>6) STRUTTURA DELL'IMPIANTO</u></b>	<b><u>4</u></b>
<b><u>7) CRITERI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</u></b>	<b><u>6</u></b>
<b><u>7.1) DALLA POTENZA ALL'ENERGIA ELETTRICA</u></b>	<b><u>6</u></b>
<b><u>7.2) RADIAZIONE SOLARE</u></b>	<b><u>6</u></b>
<b><u>7.3) ENERGIA PRODOTTA DAI MODULI</u></b>	<b><u>7</u></b>
<b><u>7.4) ORIENTAMENTO ED INCLINAZIONE DEI MODULI</u></b>	<b><u>7</u></b>
<b><u>7.5) RENDIMENTO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO</u></b>	<b><u>8</u></b>
<b><u>7.6) SOPRALLUOGO E OMBREGGIAMENTI</u></b>	<b><u>9</u></b>
<b><u>7.7) SCELTA DELLA POTENZA DELL'IMPIANTO E DEI MODULI</u></b>	<b><u>10</u></b>
<b><u>7.8) SCELTA DELLA TENSIONE</u></b>	<b><u>10</u></b>
<b><u>7.9) SCHEMA DELL'IMPIANTO</u></b>	<b><u>10</u></b>
<b><u>7.10) SCELTA E INSTALLAZIONE DEGLI INVERTER</u></b>	<b><u>12</u></b>
<b><u>7.11) CAVI</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>7.12) DISPOSITIVI DI PROTEZIONE, MANOVRA E SEZIONAMENTO</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>7.13) PROTEZIONE DALLE SOVRACORRENTI</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>8.14) SCELTA E INSTALLAZIONE DEI DISPOSITIVI DI MANOVRA E SEZIONAMENTO</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>7.15) QUADRI</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>7.16) CONNESSIONI</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>8) PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI ACCIDENTALI</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>9) DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>10) PRESCRIZIONI ANTINCENDIO</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>10.1) PREMessa</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>10.2) REQUISITI TECNICI</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>10.3) VERIFICHE</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>10.4) SEGNALETICA DI SICUREZZA</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>ALLEGATO "A" – CARATTERISTICHE INVERTER</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>ALLEGATO "B" – DICHIARAZIONE DI CONFORMITA' INVERTER</u></b>	<b><u>13</u></b>
<b><u>ALLEGATO "C" - CARATTERISTICHE PANNELLO SOLARE</u></b>	<b><u>13</u></b>

## **1) CONSIDERAZIONI INIZIALI**

Il fabbricato sarà dotato di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (fotovoltaico) per una potenza pari ad almeno 500W ogni 100 mq, pertanto l'impianto avrà una potenza di 3,5 kWp, sono di seguito riportati i quantitativi dei pannelli che dovranno essere installati, con le rispettive potenze.

L'allaccio dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (FER), alla rete di fornitura, dovrà essere realizzato secondo CEI 0-21 (regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica) e l'allegato A70 di Terna, ed in fase realizzativa, dovrà essere valutata con un tecnico di ENEL distribuzione, la modalità di connessione alla rete di fornitura più idonea e la tipologia dell'impianto progettato.

## **2) MODALITA' DI CESSIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA**

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, oggetto del presente intervento, su indicazione della committenza, verrà ceduta al netto degli autoconsumi alla rete elettrica, con convenzione di scambio sul posto.

## **3) CARATTERISTICHE DEL FABBRICATO**

Il fabbricato sul quale dovrà essere realizzato l'impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ha forma di parallelepipedo, con tetto piano.

Alla data di emissione del presente progetto, non sono state comunicate prescrizioni antincendio a cui attenersi per la realizzazione dell'impianto, tuttavia, a favore della sicurezza, l'impianto fotovoltaico dovrà essere comandato in apertura dai pulsanti di emergenza installati all'interno del fabbricato, pertanto, dovrà essere installata una bobina di sgancio sull'interruttore automatico magnetotermico a protezione della linea di alimentazione dell'inverter DC/AC.

I pannelli fotovoltaici di tipo a pellicola in amorfo, dovranno essere installati sulla copertura del fabbricato, orizzontalmente ed in adiacenza alla stessa.

## **4) CARATTERISTICHE IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Un impianto fotovoltaico è composto da:

- **moduli fotovoltaici:** sono i pannelli che ospitano le celle fotovoltaiche di silicio, che può essere monocristallino, policristallino o amorfo.
- **strutture di sostegno dei moduli:** sono le strutture che sorreggono i moduli, ed in caso di superficie piana, li orientano dando loro un'inclinazione rispetto al piano orizzontale di circa 30°. Possono essere in acciaio zincato a caldo o in alluminio. Esistono strutture di sostegno che durante l'arco della giornata cambiano l'inclinazione e l'orientamento dei moduli fotovoltaici; questo tipo di strutture sono denominate "inseguitori" o "tracker".
- **Inverter:** è un dispositivo elettronico che converte la corrente continua a tensioni di 12V, 24V, 48V, in corrente alternata generalmente a tensione di 220V/50Hz. Normalmente gli inverter incorporano dispositivi di protezione ed interfaccia che determinano lo spegnimento dell'impianto in caso di black-out o di disturbi della rete.

- **Sistema di controllo:** è un dispositivo elettronico che comunica con l'inverter e con eventuali sensori accessori (misure meteorologiche ed elettriche).
- **Misuratore di energia:** è un apparato da installare sulla linea elettrica per conteggiare l'energia prodotta dall'impianto e quella immessa in rete.
- Isolati o in isola (stand alone)
- Connessi in rete (grid connected)

I sistemi isolati proprio per il fatto di non essere collegati alla rete elettrica, sono in genere dotati di sistemi di accumulo dell'energia prodotta.

Il sistema connesso in rete, invece, in genere non è provvisto di sistemi di accumulo in quanto l'energia elettrica prodotta durante le ore di insolazione viene immessa in rete; durante le ore di scarsa o nulla insolazione il carico viene alimentato dalla rete.

I moduli fotovoltaici possono essere collocati sul tetto (sia piano che a falda), su facciata o a terra.

I requisiti principali perché sia possibile la fattibilità tecnica di un impianto fotovoltaico sono i seguenti:

- Disponibilità dello spazio necessario per installare i moduli (per ogni KW di picco di potenza installata occorrono circa 7/8/12 mq di moduli in silicio mono/policristallino/amorfo).
- Esposizione a SUD (accettata anche a SUD-EST e SUD-OVEST con limitata perdita di produzione).
- Inclinazione di circa 30°-35°.
- Assenza di ostacoli in grado di creare ombreggiamento.

I moduli fotovoltaici possono avere dimensioni diverse (da 0,5mq a 1,3mq) e prevedono tipicamente 36 celle collegate elettricamente in serie.

Il modulo così costituito ha una potenza che varia fra i 50Wp ed i 200Wp a seconda del tipo e dell'efficienza delle celle che lo compongono. Il Wp (Watt di picco) è l'unità di misura di riferimento di un modulo fotovoltaico ed esprime la potenza elettrica erogabile dal modulo stesso in condizioni standard di riferimento (irraggiamento=1000W/mq).

Le caratteristiche elettriche principali di un modulo fotovoltaico si possono riassumere nelle seguenti:

- Potenza di picco (Wp): potenza erogata dal modulo alle condizioni standard.
- Corrente nominale (A): corrente erogata dal modulo nel punto di lavoro.
- Tensione nominale (V): tensione di lavoro del modulo.

## **5) POTENZA IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Il fabbricato sarà dotato di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (fotovoltaico) per una potenza pari ad almeno 500W ogni 100 mq, pertanto l'impianto avrà una potenza di 3,5 kWp, sono di seguito riportati i quantitativi dei pannelli che dovranno essere installati, con le rispettive potenze.

<b>Installazione</b>	<b>n° pannelli</b>	<b>Potenza del singolo pannello</b>	<b>Potenza complessiva</b>
Copertura	40	100 Wp	4,0 kWp

## **6) STRUTTURA DELL'IMPIANTO**

L'inverter per la conversione della tensione prodotta dai pannelli solari fotovoltaici, alla tensione di esercizio degli impianti elettrici del fabbricato, dovrà essere dimensionato in base alla somma delle potenze nominali di picco dei pannelli fotovoltaici collegati sullo stesso.

L'inverter dovrà essere conforme alla CEI 0-21 e all'allegato A.70 di Terna.

La potenza dell'inverter dovrà essere determinata in modo differente a seconda che si tratti di impianto collegato in rete oppure in isola; nel primo caso stabilita la potenza del generatore fotovoltaico, dovrà essere direttamente identificabile il tipo di inverter da utilizzare, mentre nel secondo dovrà essere necessario valutare la potenza totale massima che dovrà essere collegata all'inverter; per quest'ultimo caso, inoltre, esistono differenti tipologie di inverter:

- Ad onda sinusoidale pura
- Ad onda trapezoidale
- Ad onda quadra

I primi sono quelli che riproducono una forma d'onda praticamente identica a quella della rete, quindi permettono di alimentare qualsiasi tipo di carico, mentre le altre 2 tipologie possono invece non alimentare correttamente, ad esempio, carichi di tipo elettronico.

Il nostro è un caso di impianto fotovoltaico collegato in rete realizzato con pannelli con pellicola in amorfo; l'impianto verrà dimensionato per la produzione di potenza di picco di 4,03 kWp.

## **7) CRITERI PROGETTUALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

### **7.1) Dalla potenza all'energia elettrica**

Un generatore elettrico tradizionale produce una energia (kWh) pari al prodotto della sua potenza (kW) per le ore di funzionamento (h).

Le ore di funzionamento sono quelle del tempo cronologico, ad esempio 8760 h in un anno, dedotte delle ore di fuori servizio per manutenzione, o per inconvenienti tali da comportarne il fuori servizio.

La situazione cambia per un generatore PV, il quale può fornire una potenza che varia in modo sostanziale in relazione al luogo in cui si trova il generatore e all'istante in cui viene misurata (giorno dell'anno, ora del giorno e condizioni meteorologiche). La potenza nominale (potenza massima) di un generatore PV non è quindi significativa dell'energia elettrica che può produrre.

L'energia solare rappresenta il combustibile dell'impianto PV e non è sempre disponibile, soprattutto varia da un luogo all'altro. Al fine di valutare quanta energia può produrre un impianto PV, di una data potenza nominale, in un determinato luogo, cioè per desumere i kilowattora dai kilowatt, occorre conoscere la disponibilità di combustibile solare in quel luogo.

In altre parole, bisogna stimare le "ore equivalenti a piena potenza" per cui l'impianto può funzionare ogni anno, in base al combustibile disponibile; sono ovviamente ore "fittizie" perché si riferiscono al funzionamento alla potenza nominale.

Va da sé che la convenienza del fotovoltaico aumenta con il numero di ore equivalenti a piena potenza e prima di progettare un impianto PV occorre valutare attentamente le risorse solari disponibili sul posto.

L'energia elettrica che un impianto PV può produrre in un anno, o il numero di ore equivalenti a piena potenza, dipende soprattutto da:

- radiazione solare disponibile;
- orientamento e inclinazione dei moduli;
- rendimento dell'impianto PV.

### **7.2) Radiazione solare**

L'energia che l'unità di superficie riceve dal sole, in un determinato intervallo di tempo, prende il nome di radiazione solare.

In genere, ci si riferisce a una superficie orizzontale di un metro quadrato.

La radiazione solare si esprime in kilowattora al metro quadrato ( $\text{kWh/m}^2$ ), oppure in megajoule al metro quadrato ( $\text{MJ/m}^2$ ).

Per stimare la produzione di energia elettrica si utilizza soprattutto la radiazione solare riferita ad un intero anno, come valore medio su più anni (radiazione media annua). Ma sono disponibili anche dati con radiazione solare giornaliera media, per ogni mese dell'anno.

È importante non confondere l'irraggiamento con la radiazione solare: l'irraggiamento è la potenza ricevuta dall'unità di superficie ( $\text{kW/m}^2$ ), mentre la radiazione è l'energia ricevuta in un determinato periodo di tempo dalla stessa unità di superficie ( $\text{kWh/m}^2$ ).

La potenza elettrica (kW) di un impianto PV dipende soprattutto dall'irraggiamento solare, mentre l'energia elettrica (kWh) prodotta, in un certo periodo di tempo, dipende dalla radiazione solare disponibile in quel periodo.

I valori della radiazione solare media annua in Italia si possono desumere da:

- Norma UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici. La norma fornisce la radiazione solare giornaliera (media per ogni mese) diretta e diffusa, sul piano orizzontale, nei capoluoghi di provincia.
- Atlante solare europeo: Questo documento si basa sui dati registrati dal CNR-IFA (Istituto di Fisica dell'Atmosfera) nel decennio 1966-1975. Riporta mappe isoradiative del territorio italiano ed europeo su superficie orizzontale o variamente inclinata.

- Banca dati ENEA: Dall'anno 1994, l'ENEA raccoglie i dati della radiazione globale orizzontale sul territorio italiano, tramite le immagini Meteosat. Le mappe finora ottenute sono riportate in due pubblicazioni: una relativa all'anno 1994 e un'altra relativa al periodo 1995-1999, insieme alla radiazione solare di oltre 1600 comuni italiani.

La radiazione solare annua per una stessa località può variare da una fonte all'altra anche del 10%, poiché deriva da elaborazioni statistiche di dati relativi a periodi di osservazione diversi; inoltre tali dati sono soggetti alla variabilità meteorologica da un anno all'altro. I valori di radiazione solare hanno quindi un significato probabilistico, cioè un valore atteso e non certo.

### **7.3) Energia prodotta dai moduli**

Poiché l'irraggiamento è in realtà diverso e variabile nel tempo, per calcolare l'energia elettrica che l'impianto può produrre in un determinato intervallo di tempo si ricorre alla radiazione solare ( $\text{kWh/m}^2$ ) relativa a quell'intervallo di tempo, assumendo che le prestazioni dei moduli, e dunque la produzione di energia elettrica, siano proporzionali all'irraggiamento.

In altri termini, il numero che esprime la radiazione solare indica anche il numero totale di ore equivalenti e permette di valutare l'energia che l'impianto può produrre, nel periodo di tempo a cui la radiazione è riferita, senza tenere conto delle perdite.

Ciò è comodo per stabilire in prima approssimazione la relazione tra potenza ed energia.

In verità, non c'è sempre proporzionalità tra radiazione solare ed energia elettrica prodotta. Ad esempio, nelle ore in cui l'irraggiamento è molto basso l'inverter non si attiva e l'energia elettrica prodotta è zero, anche se la radiazione solare è diversa da zero in quel periodo di tempo.

### **7.4) Orientamento ed inclinazione dei moduli**

Le banche dati forniscono il valore della radiazione solare, la quale è riferita alla superficie orizzontale di un metro quadrato.

Spesso, i moduli vengono però inclinati per aumentare la radiazione diretta sul modulo, ad esempio negli impianti a terra, oppure è inclinata la superficie sulla quale sono montati (falda del tetto o superficie laterale di un edificio).

Per inclinazione si intende l'angolo ( $\beta$ ) che il modulo forma con l'orizzontale. I moduli orizzontali hanno inclinazione zero, i moduli disposti verticalmente hanno inclinazione  $90^\circ$ .

La radiazione diretta ricevuta da una superficie inclinata cambia con l'orientamento della superficie stessa rispetto ai punti cardinali (nord - sud - est - ovest). L'orientamento può essere indicato con l'angolo ( $\gamma$ ) di deviazione rispetto alla direzione ideale sud: con il segno - quelli verso est e con il segno + quelli verso ovest.

La combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'esposizione del modulo.

La ricerca della migliore esposizione, per massimizzare la radiazione solare ricevuta dai moduli, è tra le prime preoccupazioni del progettista di un impianto PV. Tale scelta è libera negli impianti a terra, mentre è limitata sui tetti o sulle pareti di un edificio. L'orientamento ottimale è ovviamente  $0^\circ$  (sud).

L'effetto dell'inclinazione cambia con la latitudine, poiché aumentando la latitudine si riduce l'altezza del sole sull'orizzonte. In Italia l'inclinazione ottimale del modulo è pari all'angolo che esprime la latitudine diminuito di  $10^\circ$  (approssimativamente  $30^\circ$ ). A parità di radiazione globale (diretta più diffusa) il vantaggio di una buona esposizione del modulo è tanto maggiore quanto più è elevata la componente diretta.

Infine, un modulo non orizzontale riceve anche la radiazione riflessa dalla superficie sulla quale si trova (componente di albedo).

La frazione della radiazione incidente che viene riflessa dipende dalla natura e dal colore della superficie e prende il nome di "fattore di albedo".

Tipicamente si assume un fattore di albedo 0,2; cioè il 20% della radiazione globale incidente su una superficie orizzontale viene riflessa.

Note le componenti diretta e diffusa della radiazione solare su di una superficie orizzontale, è possibile calcolare mediante un elaborato metodo di calcolo (Liu e Jordan) la radiazione solare sui moduli,

diversamente inclinati ma orientati verso sud, montati su di una superficie avente un certo fattore di albedo.

Per moduli con superficie comunque inclinata ed orientata i modelli di calcolo sono più complessi, perché bisogna simulare il percorso orario giornaliero del sole.

Per una prima valutazione della producibilità di energia elettrica di un impianto PV è in genere sufficiente applicare alla radiazione media annuale sul piano orizzontale i coefficienti correttivi delle tabelle (Nord Italia), (Centro Italia) (Sud Italia) in relazione alla inclinazione ed orientamento dei moduli.

Dall'esame delle tabelle risulta che la perdita di producibilità per *orientamento* dei moduli diverso da sud (ideale) aumenta con l'inclinazione dei moduli stessi, ma è:

- trascurabile fino a  $\pm 15^\circ$ ;
- penalizzante oltre  $\pm 30^\circ$ .

L'aumento di producibilità con l'inclinazione è al massimo del 13% (Nord e Centro Italia) passando da moduli orizzontali a moduli inclinati di  $30^\circ$ .

Si può aumentare la produzione di energia elettrica variando automaticamente durante il giorno l'orientamento e l'inclinazione dei moduli (sistemi ad inseguimento del sole). In questo modo aumenta la producibilità di circa:

- il 25% per sistemi ad un asse, inseguimento dell'orientamento (da est a ovest);
- il 30% / 35% per sistemi ad inseguimento a due assi;

ma con gli inconvenienti degli organi motorizzati in movimento, se non altamente affidabili, e con una maggiore superficie lorda per evitare l'ombreggiamento tra le strutture in movimento.

A proposito di calcoli relativi all'ottimizzazione di un impianto PV, è opportuno sottolineare l'inutilità.

### **7.5) Rendimento dell'impianto fotovoltaico**

La produzione di energia elettrica fin qui indicata è al lordo delle perdite all'interno del campo PV (lato c.c.) e nella parte c.a. (resto dell'impianto).

Le perdite nel campo fotovoltaico sono dovute soprattutto a:

- aumento della temperatura delle celle;
- eventuali ombreggiamenti;
- riflessione della luce sulla superficie dei moduli;
- accumulo di sporcizia sulla superficie dei moduli;
- non linearità tra irraggiamento e prestazioni dei moduli;
- dissimmetrie (mismatch);
- effetto Joule nei cavi e nelle apparecchiature elettriche.

#### *Aumento della temperatura*

La potenza nominale di un modulo è riferita alla massima potenza in condizioni di prova standard.

La radiazione solare permette di valutare l'energia elettrica che il modulo può fornire in un determinato intervallo di tempo, in condizioni di irraggiamento variabile e diverso da quello standard. Ma non basta, perché la potenza cambia anche con la temperatura delle celle, in genere superiore al valore standard di  $25^\circ\text{C}$ .

La temperatura delle celle cambia però durante le ore del giorno e da un giorno all'altro, sicché per valutare l'incidenza della temperatura sull'energia prodotta in un anno occorrerebbe rilevare, o ipotizzare, l'andamento della temperatura delle celle durante un giorno tipico del mese e poi utilizzare programmi appositi per valutare la produzione di energia elettrica in un anno.

Da questi algoritmi complessi emerge che la perdita di energia per effetto della temperatura varia dal 6% (zone fredde) al 9,5% (zone molto calde) e salvo casi particolari si può assumere una perdita del 7%. Ciò nell'ipotesi che l'installazione permetta la ventilazione sul retro dei moduli.

#### *Effetto delle ombre*

L'ombra riduce la produzione di energia elettrica, perché:

- riduce la radiazione solare sul modulo;
- aumenta le perdite di mismatch.



### *Il rendimento*

In un impianto ben progettato ed installato, l'entità delle perdite nel campo PV varia dal 10% al 15% della energia elettrica prodotta.

Come suindicato, almeno la metà di tali perdite è dovuta all'aumento della temperatura delle celle. A queste perdite nel campo PV vanno sommate quelle sul lato c.a. (perdite nel resto dell'impianto) valutabili intorno al 5% / 10% e dovute:

- all'inverter ed eventuale trasformatore;
- ai cavi e agli altri componenti elettrici.

Complessivamente, l'energia elettrica che può produrre un impianto PV, in base alla radiazione solare disponibile sui moduli, va ridotta moltiplicandola per un fattore 0,75 o nel migliore dei casi 0,85, sempre che l'impianto sia attentamente progettato e correttamente installato.

### **7.6) Sopralluogo e ombreggiamenti**

L'attività del progettista di un impianto PV inizia con il sopralluogo per acquisire i dati di ingresso del progetto.

Il sopralluogo è necessario anche per impianti di piccola taglia, dove sono impiegate soluzioni standard, poiché occorre verificare che sussistano le condizioni in base alle quali tali soluzioni sono state configurate. Individuare eventuali ombreggiamenti del campo PV costituisce la parte più delicata del sopralluogo.

L'ombreggiamento dei moduli ha un doppio effetto negativo:

- riduce l'irraggiamento su una parte del campo PV e quindi la sua producibilità;
- provoca fenomeni di dissimmetria, nei moduli e tra le stringhe.

Vanno considerate le ombre di edifici, alberi, tralicci, ecc. ma anche di elementi apparentemente insignificanti, quali fili sospesi, antenne, comignoli, ecc.

Per individuare gli eventuali ombreggiamenti si deve disporre di:

- una bussola, con la quale l'osservatore, situato nel punto di interesse, determina la direzione dell'ostacolo rispetto a sud (angolo  $\gamma$ )
- un clinometro, per misurare l'angolo  $\delta$  rispetto all'orizzontale sotto il quale l'ostacolo è visto dall'osservatore
- diagramma del percorso solare, il quale indica l'angolo  $\theta$  di elevazione del sole sull'orizzonte durante le ore del giorno nel suo percorso (fittizio) da est ad ovest, nel solstizio d'inverno (21 dicembre), d'estate (21 giugno) e agli equinozi (il 20 -21 marzo e 22-23 settembre).

La posizione dell'ostacolo riportata sul diagramma del percorso solare, mediante l'angolo  $\gamma$  in ascissa e l'angolo  $\delta$  sulle ordinate, permette di stabilire se l'ostacolo ombreggia il campo PV, in quale periodo dell'anno e in quali ore.

Una volta individuati i possibili ombreggiamenti, bisogna stabilire la disposizione dei moduli per ridurre al minimo le ombre e configurare lo schema d'impianto in modo da minimizzare l'effetto degli inevitabili ombreggiamenti, ad esempio collegare allo stesso inverter stringhe con uguali condizioni di irraggiamento.

### *Moduli inclinati su file parallele*

Se i moduli sono montati su un piano orizzontale, inclinati su file parallele, occorre distanziare le file per minimizzare l'ombra che ogni fila genera sulla successiva.

L'esigenza di evitare le ombre contrasta con quella di ridurre la superficie del campo PV.

Quale compromesso tra queste opposte esigenze si adotta la distanza  $D$  tra le file per cui non si ha ombra alle ore 12 (esposizione sud) del 21 dicembre (solstizio invernale)

$$D = L \times \cos\beta \times (1 + (\tan\beta / \tan\theta))$$

dove:

- $L$  = altezza del modulo;
- $\beta$  = inclinazione del modulo sull'orizzontale;
- $\theta$  = elevazione del sole sull'orizzonte a mezzogiorno del 21 dicembre.

### *Disposizione e collegamenti dei moduli*

I moduli devono essere disposti in modo da evitare, per quanto possibile, il loro ombreggiamento.

Quando l'ombreggiamento è inevitabile, occorre limitare il numero di moduli interessati e ridurre le zone dei moduli in ombra escluse dai diodi di by-pass.

Quando l'ombra interessa più moduli, bisogna fare in modo che i moduli ombreggiati appartengano alla stessa stringa (o al numero minore di stringhe).

### **7.7) Scelta della potenza dell'impianto e dei moduli**

La scelta della potenza nominale del campo fotovoltaico dipende dalla destinazione dell'impianto, dalle risorse economiche e dallo spazio disponibile.

Se l'impianto è destinato ad integrare il consumo di energia del committente mediante scambio di energia sul posto, la potenza dell'impianto per il numero di ore equivalenti, non dovrebbe superare il consumo annuo di energia (kWh) del committente stesso, altrimenti l'energia non consumata, e immessa in rete, viene persa (anche se ricompensata con la tariffa incentivante).

Lo spazio disponibile per l'installazione dei moduli è l'altro parametro fondamentale per la scelta della potenza dell'impianto.

Alla superficie occupata dai moduli (superficie netta), occorre aggiungere gli spazi necessari per evitare ombreggiamenti, per le strutture di supporto dei moduli e per rendere accessibili i moduli nell'installazione e manutenzione (superficie lorda).

Nei piccoli impianti installati sulla falda del tetto senza ombre, o sulla facciata di un edificio, la superficie lorda coincide con quella netta.

Naturalmente il costo dei moduli disponibili sul mercato influisce in modo determinante sulla scelta del modulo stesso.

L'efficienza di conversione del modulo è importante solo per limitare lo spazio occupato dal campo fotovoltaico.

Il singolo modulo può essere grande (250 W) o piccolo (100 W).

Moduli (pannelli) grandi, sempre più diffusi, comportano meno punti di ancoraggio e minori cablaggi, ma implicano anche una minore flessibilità nella gestione dello spazio disponibile.

Una volta stabilita la potenza nominale dell'impianto e individuato il tipo di moduli, occorre scegliere la tensione dell'impianto, definire lo schema di impianto, e scegliere l'inverter.

### **7.8) Scelta della tensione**

La potenza dell'impianto determina il numero di moduli necessari, a pari potenza del modulo.

La scelta della tensione dell'impianto individua il numero di moduli che compongono la singola stringa.

Il numero di stringhe deve essere tale da conseguire la potenza prefissata.

La tensione del generatore PV, cioè di stringa, deve essere coordinata con la scelta dell'inverter.

A pari potenza dell'impianto, una tensione elevata comporta un minore numero di stringhe (e quindi di cavi, scatole e quadri, diodi, fusibili, ecc.) e minori perdite sui circuiti in corrente continua.

Pertanto, con la tensione aumentano le sollecitazioni dielettriche e diventano più severe le condizioni in cui operano i dispositivi di manovra e di protezione.

### **7.9) Schema dell'impianto**

Si può prevedere:

- un inverter unico per l'intero impianto PV: impianto mono-inverter
- un inverter per ogni stringa: impianto con inverter di stringa
- un inverter per più stringhe: impianto multi-inverter
- un inverter per ogni modulo: moduli AC

#### *Impianto mono-inverter*

L'impianto mono-inverter (detto anche con inverter centrale) presenta un unico inverter per l'intero campo fotovoltaico.

Si può utilizzare un unico inverter se i moduli sono dello stesso tipo ed hanno tutti lo stesso orientamento ed inclinazione.

Con l'estensione del campo PV aumentano i problemi da ombreggiamento e da protezione contro le sovracorrenti, specie quando l'esposizione dei moduli non è costante su tutto il campo. Inoltre, l'avaria dell'unico inverter comporta la fermata dell'intero generatore PV.

#### *Impianto con inverter di stringa*

Ogni stringa, che compone l'impianto fotovoltaico, è connessa a un proprio inverter (conversione di stringa). Ogni stringa funziona secondo il proprio punto di massima potenza.

L'inverter di stringa riduce i problemi di accoppiamento tra moduli e inverter e le perdite dovute ad ombreggiamento o diversa esposizione; consente inoltre di omettere le protezioni contro le sovracorrenti ed i diodi di blocco, annullando le relative perdite.

In stringhe diverse possono essere utilizzati moduli con caratteristiche e prestazioni differenti tra loro. Il rendimento e l'affidabilità del sistema aumentano.

Un caso particolare di inverter di stringa è costituito dall'inverter multistringa, in cui più stringhe sono connesse al medesimo inverter, che è però dotato di più MPPT e può gestire ogni stringa indipendentemente dalle altre.

Tale soluzione, adottata per potenze fino a circa 10 kW, presenta il vantaggio di un'unica uscita in c.a., mentre sul lato c.c. tutto accade come se ogni stringa disponesse di un proprio inverter.

#### *Impianto multi-inverter*

In un impianto multi-inverter il campo PV è suddiviso in più parti (sottocampi), ognuno servito da un proprio inverter.

Un numero minore di inverter, rispetto all'impianto con inverter di stringa, permette di ridurre i costi di impianto e di manutenzione. Rimane peraltro il vantaggio di ridurre i problemi di ombreggiamento o di diversa esposizione tra le stringhe, oppure problemi dovuti all'impiego di moduli diversi tra loro, a condizione di accorpare nello stesso sottocampo stringhe con moduli uguali tra loro e in situazioni omogenee di esposizione.

L'avaria di un inverter comporta la perdita di produzione del relativo sottocampo, e non dell'intero campo PV, come accade nella soluzione monoinverter.

#### *Scelta dello schema*

Gli inverter disponibili in commercio hanno una potenza nominale fino a:

- circa dieci kilowatt, in monofase;
- centinaia di kilowatt, in trifase.

Negli impianti fino a 2 kW / 3 kW si suddividono in genere i moduli in una o due stringhe, che alimentano un inverter monofase.

Per impianti fino a 6 kW (allacciamento monofase alla rete BT) si prevede in genere un unico inverter monofase, a cui sono collegate le due o tre stringhe che costituiscono il campo PV. Con un inverter multistringa è possibile gestire anche condizioni di orientamento e/o irraggiamento non omogeneo tra le stringhe.

Per gli impianti di potenza maggiore di 6 kW (allacciamento trifase alla rete BT o MT) si può scegliere lo schema multiinverter oppure monoinverter, tenuto conto dei vantaggi e svantaggi delle due soluzioni. Gli inverter trifasi senza trasformatore di separazione hanno un rendimento maggiore, ma presentano in genere una tensione di uscita inferiore a quella di rete (400 V), perché viene meno l'elevazione della tensione da parte del trasformatore.

Per questa ragione, per potenze fino ad un centinaio di kilowatt si preferisce in genere ricorrere alla soluzione multi-inverter, con più inverter monofase in parallelo sulla stessa fase e un unico trasformatore di separazione dalla rete pubblica (quando richiesto).

Si possono anche collegare più inverter in parallelo tra loro sul lato c.c. con un sistema di controllo, regolazione e coordinamento, in modo che equivalgano ad un unico inverter a potenza variabile, che lavora sempre con rendimento elevato.

## 7.10) Scelta e installazione degli inverter

### *La potenza dell'inverter*

Il rendimento di un inverter non è costante, ma varia in funzione della potenza alla quale lavora, che a sua volta dipende dalle condizioni ambientali, soprattutto dall'irraggiamento solare.

Il rendimento dell'inverter cambia dunque da un giorno all'altro e da un'ora all'altra dello stesso giorno. Per ottenere un rendimento significativo durante un congruo periodo di tempo, ad esempio un anno, bisognerebbe ipotizzare un diagramma nel tempo della potenza fornita dal generatore PV e calcolare il rendimento per il periodo di tempo considerato.

E' quanto si fa convenzionalmente con il rendimento europeo, il quale è però basato su un andamento delle potenze relative agli irraggiamenti solari del Centro Europa che non corrispondono a quelli delle nostre latitudini

Per scegliere la potenza dell' inverter, in modo da ottenere un buon rendimento valgono comunque i seguenti indirizzi pratici.

Nel Nord Italia, si sceglie in genere una potenza massima in ingresso dell'inverter pari al 90% -:- 95% della potenza nominale del generatore PV (intero campo, oppure sottocampo collegato allo stesso inverter), poiché l'inverter lavora per la maggior parte del tempo a potenza ridotta.

In casi particolari di moduli con esposizione non ottimale, ad esempio sulla facciata di un edificio, potrebbe essere conveniente sottodimensionare l'inverter più del 10%.

Nel Centro e Sud Italia, dove l'irraggiamento è maggiore, in genere l'inverter viene leggermente sovradimensionato (del 5 % / 10%) perché la potenza in ingresso è mediamente maggiore (che al Nord Italia).

In questo modo, si ha anche un margine maggiore per non perdere la potenza che eccede quella massima dell'inverter, quando l'irraggiamento è più elevato di quello standard.

### *Tensioni in ingresso all'inverter*

Le tensioni dell' inverter e del generatore PV devono essere coordinate tra loro secondo i seguenti criteri,

1. La massima tensione a vuoto del generatore PV, corrispondente alla minima temperatura ipotizzabile, non deve superare la massima tensione di ingresso tollerata dall 'inverter. 2 Il rispetto di tale condizione è tassativo, poiché un'eccessiva tensione del generatore può comportare un danno irreparabile all'inverter.
2. La minima tensione  $U_{mpp}$  del generatore PV, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (in genere  $70^{\circ}\text{C}$ ) con un irraggiamento di  $1000\text{ W/m}^2$ , non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'inverter.
3. La massima tensione  $U_{mpp}$  del generatore PV, valutata alla minima temperatura di installazione dei moduli (in genere  $-10^{\circ}\text{C}$ ) con un irraggiamento di  $1000\text{ W/m}^2$ , non deve superare la massima tensione di funzionamento dell 'MPPT dell' inverter.

Le condizioni 2) e 3) sono importanti per garantire il funzionamento ottimale dell'inverter, ma il loro mancato rispetto non danneggia l'inverter stesso, che va in stand-by.

Oltre al rispetto delle suddette condizioni relative alla tensione, occorre verificare che la massima corrente del generatore PV nel funzionamento MPP non superi la massima corrente di ingresso tollerata dall 'inverter.

### *Luogo di installazione dell'inverter*

Gli inverter devono essere installati, per quanto possibile, in ambienti con temperature basse, perché il loro rendimento diminuisce man mano che aumenta la temperatura.

Per consentire lo smaltimento del calore dissipato dall' inverter, è necessario garantire un'adeguata ventilazione dell'ambiente di installazione. Per grossi inverter è in genere necessario prevedere un sistema di ventilazione forzata, specie se sottodimensionati e/o installati in climi caldi. Tale sistema di ventilazione va dimensionato secondo le indicazioni del costruttore. Un errore nel dimensionamento in potenza e/o tensione/corrente dell' inverter, oppure del sistema di ventilazione, comporta in genere un invecchiamento precoce dei componenti elettronici ed una riduzione del rendimento.

### 7.11) Cavi

Le condutture elettriche di un impianto fotovoltaico devono essere in grado di sopportare le severe condizioni ambientali a cui sono sottoposte (elevata temperatura, radiazione solare, pioggia, ecc.), in modo da garantire le prestazioni richieste per la durata di vita dell' impianto stesso.

#### *Tipi di cavi in corrente continua*

##### *Tensione nominale*

I cavi devono avere una tensione nominale adeguata a quella del sistema elettrico.

In corrente continua, la tensione del sistema elettrico non deve superare 1,5 volte la tensione nominale dei cavi.

Per la scelta dei componenti di un impianto fotovoltaico, in particolare dei cavi, si assume prudenzialmente una tensione del generatore PV pari a  $1,2 U_{oc}$ .

Nei sistemi isolati da terra, o con un polo a terra, la tensione verso terra è uguale alla tensione nominale ( $U_0 = U$ ), sicché:

- i cavi con tensione nominale 450/750 V sono idonei per impianti fino a  $1,5 \times 450 \text{ V} = 675 \text{ V c.c.}$ ;
- i cavi con tensione nominale 0,6/1 kV sono adatti per impianti fino a  $1,5 \times 600 \text{ V} = 900 \text{ V c.c.}$

Negli impianti PV con il punto mediano a terra  $U_0 = V / 2$  i cavi con tensione 450/750 V sono idonei fino a  $1,5 \times 750 \text{ V} = 1125 \text{ V c.c.}$ ; i cavi con tensione 0,6/1 kV fino a  $1,5 \times 1000 \text{ V} = 1500 \text{ V c.c.}$

I cavi sul lato c.c. dell'impianto PV devono essere scelti ed installati in modo da rendere minimo il rischio di guasto a terra e cortocircuito, le condutture devono avere cioè un isolamento doppio o rinforzato (classe II). Nei sistemi in c.a. con tensione fino a 690 V sono considerate condutture con isolamento doppio o rinforzato:

- i cavi con guaina, con tensione maggiore di un gradino rispetto a quella necessaria per il sistema elettrico servito (isolamento rinforzato);
- i cavi unipolari senza guaina posati in tubo protettivo (o canale) di materiale isolante (isolamento doppio).

Tale assunzione può essere estesa anche ai sistemi in c.c. con tensione fino a  $1,5 \times 690 \text{ V} = 1035 \text{ V}$ .

##### *Cavi di stringa (solari)*

I cavi di stringa collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadro (o direttamente all'inverter nei piccoli impianti).

I cavi che collegano i moduli tra loro sono installati nella parte posteriore dei moduli stessi, dove la temperatura può raggiungere 70°C, a volte 80 °C, specie se non sono stati previsti spazi adeguati per la ventilazione sul retro.

I cavi di stringa devono quindi sopportare elevate temperature (anche se per un periodo limitato dell'anno); devono inoltre presentare una buona flessibilità e resistere ai raggi ultravioletti, se installati a vista.

I cavi con guaina per uso esterno, con temperatura massima di funzionamento di 70°C (ad es. H07RN-F e N1VV-K), non sono quindi adatti come cavi di stringa.

I cavi FG7(O)R 0,6/1 kV hanno una temperatura massima di funzionamento di 90°C, ma non hanno un'adeguata resistenza ai raggi ultravioletti, devono essere perciò protetti dalla radiazione solare, ad es. posati entro tubi isolanti.

Come cavi di stringa si utilizzano in genere cavi particolari, qui denominati per comodità cavi solari. Si tratta di cavi uni polari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale 0,6/1 kV, con temperatura massima di funzionamento maggiore di 90°C e con un'elevata resistenza ai raggi ultravioletti. Le norme per i cavi solari sono allo studio; per il loro impiego occorre pertanto riferirsi alle indicazioni del costruttore.

I cavi solari sono spesso approvati da organismi di certificazione (TUV, UL, ecc.), che ne attestano le principali caratteristiche.

In Italia l'IMQ si basa sul capitolato tecnico di prova CPT 065 relativo a cavi 0,6/1 kV con sigla di designazione FG7M2\* (PV 1500 V c.c.).

### *Cavi non solari*

A valle del primo quadro (o scatola di giunzione), possono essere utilizzati cavi non solari, poiché sono lontani dai moduli e si trovano a temperatura ambiente di 30°C 7 40°C.

In particolare:

- per la posa all' esterno, anche se in tubo o canale, devono essere utilizzati cavi con guaina per uso esterno, ad es. FG7(O)R 0,6/1 kV, H07RN -F, N1 VV-K, ecc.;
- per la posa all'interno degli edifici valgono le regole generali per gli impianti elettrici.

I cavi non solari non hanno un'adeguata resistenza ai raggi ultravioletti e devono essere protetti dalla radiazione solare, ad es. posati in tubi o canali.

### *Posa interrata*

Sono adatti alla posa interrata solo i cavi con guaina e con tensione nominale 0,6/1 kV.

Per la posa interrata dei cavi solari occorre riferirsi alle indicazioni del costruttore.

### *Tipi di cavi in corrente alternata*

Per i cavi da installare sul lato c.a., a valle dell'inverter fino al punto di connessione dell'impianto fotovoltaico con l'impianto utilizzatore, vale quanto detto per i cavi non solari lato c.c.

Per i collegamenti tra inverter e gruppo di misura è richiesto l'uso di cavi schermati o con neutro concentrico, ai fini antifrode.

### *Sezione dei cavi*

Come regola generale, la sezione di un cavo deve essere tale per cui:

- la portata ( $I_z$ ) del cavo sia almeno uguale alla corrente di impiego ( $I_B$ ) del circuito ( $I_z \geq I_B$ );
- la caduta di tensione rientri nei limiti prestabiliti.

### *Corrente di impiego*

Il cavo di stringa è attraversato dalla corrente dei moduli in serie che formano la stringa.

Nel funzionamento ordinario, ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di cortocircuito. In condizioni di prova standard (25 °C, 1000 W/m<sup>2</sup> AM=1,5) la corrente di cortocircuito del modulo vale  $I_{sc}$  e in genere non supera 10A.

Per il circuito di stringa si assume, prudenzialmente, una corrente di impiego  $I_B = 1,25 I_{sc}$

Quando m stringhe costituiscono un sottocampo, il cavo che collega il quadro di sottocampo all' inverter deve portare la corrente di impiego  $I_B = m \cdot 1,25 I_{sc}$ .

### *Portata dei cavi*

La portata è il valore massimo di corrente che un cavo può portare a regime termico, senza superare la temperatura massima di funzionamento.

La portata dei cavi solari deve essere indicata dal costruttore, assieme alle condizioni di posa ed alla temperatura ambiente a cui tale portata si riferisce.

La portata dipende dalle effettive condizioni di posa del cavo e dalla temperatura ambiente.

Le portate dei cavi non solari sono indicate nelle tabelle CEI UNEL 35024/1 per la posa in aria (temperatura ambiente  $\theta_a = 30^\circ\text{C}$ ) e CEI UNEL 35026 per la posa interrata.

La portata di un cavo non solare indicata nella tabella CEI UNEL 35024/1 va moltiplicata per:

- $k_1 = 0,58$  per posa sul retro del modulo ( $\theta_a = 70^\circ\text{C}$ );
- $k_1 = 0,91$  per posa in tubo esposto al sole ( $\theta_a = 40^\circ\text{C}$ ).

### *Caduta di tensione*

Negli impianti utilizzatori la caduta di tensione viene in genere limitata al 4% soprattutto per permettere un corretto funzionamento degli apparecchi utilizzatori.

Negli impianti fotovoltaici connessi in rete (lato c.c.) questa esigenza viene meno, perché l'inverter compensa automaticamente la caduta di tensione a monte per rimanere in parallelo con la rete.

La caduta di tensione rappresenta però anche la perdita di potenza, e dunque economica, per effetto Joule nei cavi.

Una caduta di tensione del 4% corrisponde a una perdita del 4% della potenza elettrica.

La sezione dei cavi andrebbe scelta mediante un'ottimizzazione tra il maggior costo dei cavi e la minore perdita di energia prodotta (sezione economica dei cavi).

Negli impianti fotovoltaici l'attenzione agli aspetti economici è maggiore e si limita in genere la caduta di tensione a valori non superiori al 1 % / 2%, sicché la sezione dei cavi è in genere sovrabbondante rispetto a quella necessaria per portare la corrente di impiego.

### ***Modalità di posa***

I cavi di stringa sono in genere posati nei vani portacavi ricavati nelle strutture metalliche di supporto dei moduli.

A valle della stringa, i cavi sono solitamente installati in canali o tubi protettivi, per proteggerli dalle sollecitazioni meccaniche e dai raggi ultravioletti.

In fase di installazione, occorre rispettare i raggi minimi di curvatura indicati dal costruttore.

### ***Codici colori***

Non esistono indicazioni normative sui colori dei cavi in corrente continua negli impianti fotovoltaici. Tuttavia, i cavi solari sono in genere reperibili con guaine di colore rosso (polo positivo), nero (polo negativo) e blu (polo mediano).

Per i cavi lato c.a. dell'impianto fotovoltaico vanno rispettati i colori distintivi previsti dalle norme:

- blu per il conduttore di neutro;
- nero, grigio e marrone per i conduttori di fase (colori consigliati).

In tutti i casi (c.c. e c.a.) il giallo-verde contraddistingue il conduttore di protezione ed equipotenziale.

## ***7.12) Dispositivi di protezione, manovra e sezionamento***

Di seguito, sono richiamate le principali caratteristiche dei dispositivi di protezione, manovra e sezionamento.

Per la scelta e installazione:

- dei dispositivi di protezione contro le sovracorrenti delle condutture,
- dei dispositivi di manovra e sezionamento

### ***Dispositivi in corrente alternata***

I dispositivi di protezione, manovra e sezionamento generalmente utilizzati nella parte c.a. di un impianto fotovoltaico non differiscono da quelli comunemente utilizzati

### ***Caduta di tensione***

Negli impianti fotovoltaici lato c.a. sono utilizzati interruttori automatici (magnetotermici), di tipo sia domestico e similare (EN 60898-1), sia industriale (EN 60947-2).

Gli interruttori automatici ad uso domestico e similare hanno corrente nominale ( $I_n$ ) fino a 125 A e non sono né regolabili, né ritardabili. In genere, si utilizzano interruttori con caratteristica di intervento di tipo C (soglia di intervento magnetico compresa tra 5  $I_n$  e 10  $I_n$ ).

Gli interruttori automatici ad uso industriale hanno corrente nominale fino a 4000 A; i relè termico e/o magnetico possono essere regolabili e ritardabili. Un interruttore automatico ad uso industriale è specificato con il potere di interruzione estremo  $I_{cu}$  e con il potere di interruzione di servizio  $I_{cs}$ .

Gli interruttori automatici ad uso domestico e similare sono invece caratterizzati dal potere di cortocircuito ( $I_{cn}$ ), inteso come la massima corrente di cortocircuito che l'interruttore è capace di stabilire, portare e interrompere (in condizioni di prova specificate).

Un interruttore automatico deve avere un potere di cortocircuito o di interruzione (estremo) almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione.

Gli interruttori automatici ad uso domestico e similare garantiscono sempre il sezionamento del circuito, mentre gli interruttori automatici ad uso industriale sono adatti al sezionamento solo se dichiarati tali dal costruttore.

### ***Interruttori di manovra sezionatori***

Gli interruttori di manovra di bassa tensione, chiamati comunemente interruttori non automatici, sono oggetto della norma EN 60947-3 (CEI 17-11).

Un interruttore di manovra è destinato a stabilire, portare ed interrompere le correnti del servizio ordinario; può anche stabilire, ma non interrompere, correnti di cortocircuito.

Gli interruttori di manovra adatti per sezionare il circuito sono denominati interruttori di manovra-sezionatori.

Gli interruttori di manovra-sezionatori sono caratterizzati da:

- categoria di utilizzazione;
- corrente nominale di impiego;
- tensione nominale;
- frequenza nominale;
- potere di chiusura nominale e potere di interruzione nominale (in condizioni ordinarie).

La categoria di utilizzazione indica le condizioni di uso più significative per l'interruttore; è individuata con due lettere (AC per i circuiti in corrente alternata, DC per quelli in continua) seguite da due cifre che indicano il tipo di utilizzazione e da una lettera (A o B) che specifica la frequenza delle manovre.

La corrente nominale di impiego di un interruttore di manovra-sezionatore è assegnata dal costruttore in funzione della tensione e della categoria di utilizzazione.

Uno stesso interruttore ha una corrente nominale di impiego tanto minore quanto è più gravosa la categoria di utilizzazione.

Il potere di chiusura nominale e il potere di interruzione nominale dell'interruttore dipendono dalla corrente nominale di impiego.

Gli interruttori di manovra-sezionatori di categoria AC-20 e DC-20 non possono essere manovrati sotto carico, cioè non hanno potere di chiusura e di interruzione (in pratica sono sezionatori).

Gli interruttori di manovra-sezionatori devono essere protetti dalle sovracorrenti da un dispositivo di protezione indicato dal costruttore.

### ***Dispositivi in corrente continua***

#### ***Interruttori automatici***

Gli interruttori automatici ad uso domestico e similare (EN 60898-1) sono previsti solo per l'impiego in c.a.

Alcuni costruttori prevedono il loro utilizzo anche in c.c., ma in genere solo per tensioni di poche decine di volto.

Gli interruttori automatici ad uso industriale (EN 60947-2) sono idonei anche all'uso in c.c., ma con tensione di impiego ridotta rispetto all'utilizzo in c.a., e sono poco utilizzati negli impianti PV.

#### ***Interruttori di manovra-sezionatori***

Gli interruttori di manovra-sezionatori, conformi alla norma EN 60947-3 (CEI 17-11), sono in genere idonei anche all'uso in c.c., ma con tensione nominale ridotta rispetto alla c.a. e spesso in categoria di utilizzazione DC-20 (manovrabili solo a vuoto).

Quando la tensione nominale dell'interruttore di manovra-sezionatore in c.c. è inferiore alla massima tensione del generatore fotovoltaico (a favore della sicurezza pari a  $1,2 V_{oc}$ ), è necessario collegare in serie due o più poli dell'interruttore per il sezionamento di ogni polo del sistema c.c., in modo da ridurre le sollecitazioni d'arco su ciascun polo.

Se la corrente che l'interruttore di manovra-sezionatore è chiamato ad interrompere è elevata, si possono collegare in parallelo i poli, in modo da limitare la corrente interrotta da ciascun polo e ridurre la taglia degli interruttori stessi.

In ogni caso, occorre fare riferimento alle istruzioni fornite dal costruttore degli interruttori di manovra-sezionatori.

Gli interruttori di manovra-sezionatori con categoria di utilizzazione DC-20 devono essere manovrati solo a vuoto, dopo l'apertura di un dispositivo di sezionamento sotto carico, e devono portare un avviso che indichi il divieto di aprirli in presenza di carico.

Gli interruttori di manovra-sezionatori in c.c. devono essere protetti dalle sovracorrenti dai dispositivi di protezione a cui sono abbinati, in genere fusibili.

Quando è omessa la protezione dalle sovracorrenti, l'interruttore di manovra-sezionatore deve avere una corrente nominale di impiego almeno uguale alla massima corrente che si può stabilire nel circuito



### *Fusibili*

I fusibili di bassa tensione possono essere impiegati anche in c.c., ma con una tensione nominale ridotta, indicata dal costruttore (in genere, metà di quella in c.a).

La tensione nominale del fusibile deve essere almeno uguale a  $1,2 U_{oc}$ .

Il fusibile può essere utilizzato come dispositivo di sezionamento a vuoto, poiché una volta estratta la cartuccia garantisce il sezionamento del polo del circuito su cui è installato.

### **7.13) Protezione dalle sovracorrenti**

#### ***Lato corrente continua***

##### *Protezione dei cavi*

Una sovracorrente è una corrente superiore alla portata del cavo, che può stabilirsi a seguito di:

- un sovraccarico (circuito elettricamente sano);
- un cortocircuito (circuito affetto da un guasto).

Se i cavi dell'impianto fotovoltaico sono scelti con una portata almeno uguale alla massima corrente che li può interessare nelle condizioni più severe, non è possibile sovraccaricare, e non occorre quindi proteggere contro il sovraccarico, i cavi di un impianto PV.

I cavi dell'impianto PV sono interessati da una corrente di cortocircuito in caso di:

- guasto tra i due poli del sistema c.c.;
- guasto a terra nei sistemi con un punto a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

##### *Protezione dei moduli contro la corrente inversa*

Se una stringa viene cortocircuitata, in tutto o in parte, a seguito di uno o più guasti (o di ombreggiamento), le altre stringhe in parallelo originano una corrente che attraversa la stringa in senso inverso a quello ordinario.

I moduli fotovoltaici sono in grado di sopportare, senza danneggiarsi, una corrente inversa compresa in genere tra  $2,5 I_{sc}$  e  $3 I_{sc}$ .

Come appena detto, in un impianto fotovoltaico, con  $n$  stringhe in parallelo collegate al medesimo inverter, la massima corrente di guasto su una stringa è  $1,25 (n - 1) I_{sc}$ .

Se  $1,25 (n - 1) I_{sc} \leq 2,5 I_{sc}$ , cioè fino a tre stringhe ( $n \leq 3$ ), non è necessario il fusibile di stringa per proteggere i moduli dalla corrente inversa. Alcuni moduli tollerano correnti inverse più elevate di  $3 I_{sc}$  e consentono il parallelo di più di tre stringhe, senza il fusibile di stringa.

##### *Scelta e installazione dei dispositivi di protezione*

Per la protezione contro cortocircuito sul lato c.c., quando necessaria, si ricorre in genere a fusibili.

I fusibili (di tipo gG) devono essere idonei all'uso in c.c. ed avere tensione nominale in c.c. maggiore della massima tensione del generatore PV ( $1,2 U_{oc}$  a favore della sicurezza).

Il fusibile deve avere una corrente nominale almeno uguale a  $1,25 I_{sc}$  per evitare interventi intempestivi e non superiore a quella indicata dal costruttore per proteggere il modulo. In assenza di indicazioni da parte del costruttore si assume  $I_n \leq 2 I_{sc}$ .

Un fusibile protegge un cavo dal cortocircuito se interviene in un tempo tale da limitare l'energia specifica passante ( $I^2t$ ) ad un valore sopportabile dal cavo stesso.

Tuttavia, se il fusibile protegge il cavo dal sovraccarico, ossia se  $I_n \leq 0,9 I_z$  (come in genere accade in un impianto PV), limita sicuramente  $1' I^2t$  a valori sopportabili dal cavo, per qualsiasi valore della corrente di cortocircuito, e non è quindi necessario eseguire alcuna verifica in proposito.

Nei sistemi con un polo a terra è sufficiente un fusibile sul conduttore non collegato a terra (un guasto a terra sul conduttore messo a terra non ha alcun effetto).

Nei sistemi isolati da terra, o con il punto mediano a terra, i fusibili devono essere installati su entrambi i poli del circuito, poiché potrebbero essere percorsi da una corrente verso terra.

Nei piccoli impianti i fusibili di stringa possono essere installati a bordo dell'inverter; negli impianti più grandi vanno installati nel quadro di sotto-campo, poiché devono proteggere il cavo di stringa dalla corrente di cortocircuito.

I fusibili posti a protezione del cavo (di portata  $U$  che collega il quadro di sottocampo all'inverter devono avere una corrente nominale  $I_n$  che soddisfa la condizione  $I_z \leq I_n \leq m 1,25 I_{sc}$  e vanno posti in prossimità dell'inverter stesso, poiché devono proteggere il cavo dalla corrente derivante dalle stringhe.

### ***Lato corrente alternata***

Il cavo tra l'inverter ed il punto di parallelo con la rete ha in genere una portata superiore alla massima corrente che l'inverter è in grado di fornire; non è quindi soggetto a sovraccarico. Deve essere, però, protetto dalla corrente di cortocircuito fornita dalla rete, in genere da un interruttore magnetotermico, il quale deve essere installato in prossimità del punto di parallelo con la rete.

Per proteggere il cavo in questione si può anche utilizzare l'interruttore generale BT dell'impianto utilizzatore, se idoneo, ma l'intervento dell'interruttore generale mette fuori servizio l'intero impianto utilizzatore.

Negli impianti con più inverter, una protezione dedicata per ogni linea consente, in caso di guasto su un inverter, il normale funzionamento degli altri inverter.

L'aggiunta di un generatore PV in un impianto utilizzatore esistente non peggiora la situazione per quanto riguarda il sovraccarico ed il cortocircuito.

Infatti, l'impianto fotovoltaico deve essere collegato a monte dei dispositivi di protezione dei circuiti che alimentano le utenze.

Se i circuiti dell'impianto utilizzatore sono correttamente protetti dal sovraccarico, anche se aumenta la potenza disponibile, ogni circuito dell'impianto utilizzatore non può essere percorso da una corrente superiore a quella consentita dal dispositivo di protezione contro le sovracorrenti.

Tutt'al più, a fronte di interventi troppo frequenti dei suddetti dispositivi, occorre adeguare le sezioni dei cavi e le relative protezioni contro il sovraccarico.

Per quanto attiene un cortocircuito nell'impianto utilizzatore in pratica nulla cambia, poiché l'impianto PV fornisce correnti di cortocircuito dell'ordine delle decine o centinaia di ampere.

### ***8.14) Scelta e installazione dei dispositivi di manovra e sezionamento***

Ogni circuito deve essere sezionabile in corrispondenza della sua alimentazione.

Tale regola generale si applica anche agli impianti fotovoltaici, in particolare all'inverter, il quale deve poter essere sezionato sia sul lato c.c., sia su quello c.a., in modo da permetterne la manutenzione escludendo entrambe le sorgenti di alimentazione (generatore PV e rete).

#### ***Sezionamento a valle dell'inverter***

Sul lato c.a., a valle dell'inverter, deve essere previsto un dispositivo di sezionamento generale. Può essere utilizzato a tale scopo il dispositivo di protezione installato nel punto di parallelo con la rete, in genere un interruttore automatico.

Se il suddetto interruttore non è nelle immediate vicinanze dell'inverter, è preferibile prevedere un dispositivo di sezionamento subito a valle dell'inverter.

Il dispositivo di sezionamento generale deve interrompere tutti i conduttori attivi ed essere chiudibile a chiave nella posizione di aperto, oppure essere installato in un quadro e/o locale chiudibile a chiave, in modo che ne sia impedito l'azionamento intempestivo.

#### ***Sezionamento a monte dell'inverter***

Subito a monte di ogni inverter (lato c.c.) deve essere installato un dispositivo di sezionamento azionabile sotto carico, ad esempio un interruttore di manovra-sezionatore (categoria di utilizzazione almeno DC-21).

Il dispositivo di sezionamento deve essere posto in posizione facilmente accessibile.

Il dispositivo di sezionamento può essere interno all'inverter; a volte è manovrabile sotto carico, altre volte è manovrabile solo a vuoto, ma in tal caso è interbloccato con lo sportello di accesso all'inverter, la cui apertura determina l'apertura di un interruttore statico.

Il sezionatore lato c.c. manovrabile solo a vuoto si può anche ubicare entro un quadro: se l'apertura del quadro può avvenire solo dopo aver aperto il dispositivo di sezionamento lato c.a., il sezionatore lato c.c. è manovrato solo fuori carico (salvo la corrente assorbita a vuoto dall'inverter).

Anziché un unico dispositivo di sezionamento generale, si possono prevedere più dispositivi di

sezionamento azionabili sotto carico.

La presenza di più dispositivi di sezionamento comporta lo svantaggio di non poter sezionare l'inverter, sul lato c.c., con un'unica manovra; in compenso si può sezionare sotto carico una parte del generatore PV, e poi sezionare una stringa asportando il fusibile di stringa senza dover mettere fuori servizio l'intero generatore PV.

È consigliabile un dispositivo di sezionamento (anche a vuoto) su ogni stringa, per permettere interventi di verifica o manutenzione sulla stringa stessa, senza dover porre fuori tensione altre parti dell'impianto fotovoltaico.

Può essere previsto un interruttore di manovra-sezionatore per ogni stringa, sul quadro di inverter o nei quadri di sottocampo, ma sono sufficienti anche:

- i connettori,
- i fusibili, se necessari per la protezione dalle sovracorrenti,

Va da sé che i connettori e i fusibili sono azionabili solo a vuoto, cioè dopo l'apertura dell'interruttore di manovra-sezionatore a valle, il quale può essere richiuso una volta sezionata la stringa.

I dispositivi di sezionamento devono sezionare entrambi i poli del circuito c.c.

I quadri e le scatole di giunzione dell'impianto fotovoltaico, lato c.c., devono portare un avviso che segnali che le parti attive al loro interno possono essere in tensione anche dopo l'apertura dei dispositivi di sezionamento.

Sul lato c.a. gli interruttori automatici garantiscono sia la protezione dalle sovracorrenti, sia il sezionamento.

Il sezionamento lato c.c. è garantito da un interruttore di manovra -sezionatore per ogni sottocampo.

I fusibili per la protezione dal cortocircuito dei moduli e dei cavi di stringa sono installati nel quadro di campo abbinato all'inverter e garantiscono anche il sezionamento a vuoto della singola stringa (un fusibile su ciascun polo, perché il sistema è isolato da terra).

Per il sezionamento dell'inverter, lato c.a., è previsto un interruttore di manovra-sezionatore, installato nel quadro abbinato all'inverter.

La protezione dal cortocircuito della linea tra inverter e punto di parallelo con la rete è garantita da un interruttore automatico, posto in corrispondenza di tale punto.

### **7.15) Quadri**

I quadri elettrici sono componenti dell' impianto ai quali si applicano le norme EN 60439 (CEI 17 -13).

I quadri elettrici installati nel campo fotovoltaico ed esposti alle intemperie devono avere un grado di protezione almeno IP54 e resistere ai raggi ultravioletti.

I quadri devono essere facilmente accessibili. Ogni quadro deve avere una targa con il nome del costruttore, o il marchio di fabbrica, ed il tipo e/o numero di identificazione del quadro stesso.

Il costruttore del quadro è il soggetto che appone il proprio nome sulla targa; nulla vieta che sia la stessa impresa installatrice.

Sovente gli inverter sono dotati di propri quadri, nei quali sono alloggiati i dispositivi di manovra e protezione delle stringhe, il che rende superflua l'installazione di ulteriori quadri sul lato c.c. dell'impianto fotovoltaico.

### **7.16) Connessioni**

Le connessioni (giunzioni e derivazioni) devono essere realizzate a regola d'arte, ad evitare malfunzionamenti, resistenze localizzate e pericolo di incendio.

Negli impianti PV trovano largo impiego le scatole di giunzione/derivazione appositamente realizzate per tali impianti.

Le scatole di giunzione poste all'esterno devono avere grado di protezione almeno IP54 e un'adeguata resistenza ai raggi ultravioletti.

Negli impianti fotovoltaici le connessioni sono realizzate mediante appositi connettori, oppure tramite morsetti.

### **Connettori**

I cavi dei moduli, le scatole di giunzione e gli inverter di piccola potenza sono in genere dotati di connettori (maschio-femmina) che ne facilitano il montaggio. I connettori devono:

- essere idonei all'uso in c.c., avere una tensione nominale almeno uguale alla tensione massima di stringa e corrente nominale maggiore della portata dei cavi che collegano;
- avere un isolamento doppio o rinforzato (classe II) e grado di protezione almeno IPXXB quando scollegati (inaccessibilità delle parti attive al dito di prova);
- disporre di un sistema di ritenuta che ne impedisca la sconnessione accidentale;
- poter funzionare nel range di temperatura previsto per i cavi (ad es. i cavi solari tollerano temperature fino a  $110^{\circ}\text{C} + 120^{\circ}\text{C}$  per un tempo limitato);
- essere resistenti ai raggi ultravioletti ed avere grado di protezione almeno IP54 (quando innestati), se utilizzati all'esterno.

I connettori non hanno potere di interruzione, non possono essere quindi scollegati sotto carico, altrimenti l'arco elettrico danneggia i contatti e si formano resistenze localizzate, con conseguente sviluppo di calore nel funzionamento ordinario.

I connettori devono essere perciò manovrati soltanto dopo l'apertura dei dispositivi di sezionamento sotto carico presenti nell'impianto PV.

### **Morsetti**

Sul lato c.a. dell'impianto, e per collegare cavi di grossa sezione sul lato c.c., si utilizzano morsetti con viti o imbullonati, posti in scatole (cassette) di giunzione o direttamente sulle apparecchiature elettriche. Vanno invece evitati i morsetti volanti.

L'ingresso dei cavi nelle scatole di giunzione deve avvenire mediante apposito pressacavo, per non compromettere il grado di protezione e per limitare le sollecitazioni a trazione sulle connessioni.

### **Corrosione**

Una giunzione tra metalli diversi in ambiente umido è soggetta alla corrosione elettrolitica, perché la differenza di potenziale che si stabilisce al contatto tra i due metalli determina la circolazione di una corrente tramite l'elettrolita (inquinamento, umidità atmosferica, ecc.).

Si corrode il metallo con potenziale minore che funge da anodo, ad esempio nel contatto rame-alluminio si corrode l'alluminio.

Quando si devono collegare conduttori di materiali diversi, occorre evitare il loro contatto diretto, utilizzando morsetti di materiale con potenziale elettrochimico intermedio rispetto agli altri due materiali, oppure appositi morsetti (ad esempio rame-alluminio).

Negli impianti fotovoltaici il rischio di corrosione è accentuato dall'installazione all'aperto e dalla corrente continua.

## **8) PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI ACCIDENTALI**

I contatti che una persona può avere con le parti in tensione sono concettualmente divisi in due categorie:

A) contatti diretti, quando il contatto avviene con una parte dell'impianto elettrico normalmente in tensione;

B) contatto indiretto, quando il contatto avviene con una massa, normalmente non in tensione, ma che accidentalmente si trova in tensione in conseguenza di un guasto.

Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti può essere di tipo:

- totale
- parziale
- addizionale.

La protezione totale si attua mediante l'isolamento, gli involucri e/o le barriere.

Col termine isolamento si intende l'isolamento principale ossia l'isolamento delle parti attive, necessario per assicurare la protezione fondamentale contro i contatti diretti e indiretti. La protezione addizionale si realizzerà mediante interruttori differenziali.

L'impiego di interruttori differenziali, con corrente differenziale nominale d'intervento non superiore a 30 mA, è riconosciuto (art. 412.5.1 della Norma CEI 64-8) come protezione addizionale contro i contatti diretti in caso di insuccesso delle altre misure di protezione.

### ***Protezione contro i contatti indiretti***

I sistemi di protezione contro i contatti indiretti possono essere di due tipi:

A) passivi

B) attivi.

Sono passivi quei sistemi che non prevedono l'interruzione del circuito; in particolare:

- il doppio isolamento
- la protezione mediante bassissima tensione: SELV o PELV
- i locali isolati
- la separazione dei circuiti.

La protezione attiva, che prevede l'interruzione del circuito, si attua mediante la messa a terra; tale protezione è richiesta dal D.Lgs 37 del 22/01/2008, per tutte le parti metalliche degli impianti ad alta tensione soggette a contatto delle persone e che per difetto di isolamento o per altre cause potrebbero trovarsi sotto tensione.

Ne consegue che per ogni struttura contenente impianti elettrici dovrà essere previsto, in sede di costruzione, un impianto di messa a terra (impianto di terra locale) che soddisfi i requisiti imposti dalla Norma CEI 64-8.

Tale impianto, che dovrà essere realizzato in modo da poter effettuare le verifiche periodiche di efficienza, comprende:

- il dispersore (o dispersori) di terra, costituito da uno o più elementi metallici posti in intimo contatto con il terreno e che realizza il collegamento elettrico con la terra;
- il conduttore di terra, non in intimo contatto con il terreno e destinato a collegare i dispersori fra di loro ed al collettore (o nodo) principale di terra. I conduttori parzialmente interrati e non isolati dal terreno, dovranno essere considerati, a tutti gli effetti, dispersori per la parte interrata e conduttori di terra per la parte non interrata (o comunque isolata dal terreno);
- il conduttore di protezione che parte dal collettore di terra ed arriva in ogni alloggio, sarà collegato a tutte le prese a spina o direttamente alle masse di tutti gli apparecchi da proteggere, compresi gli apparecchi di illuminazione con parti metalliche comunque accessibili. E' vietato l'impiego di conduttori di protezione non protetti meccanicamente con sezione inferiore a 4 mmq.

Nei sistemi TT (cioè quando le masse degli utenti sono collegate ad un impianto di terra elettricamente indipendente dall'impianto di terra del sistema elettrico), il conduttore di neutro non potrà essere utilizzato come conduttore di protezione;

Va inoltre precisato che all'impianto di terra dovranno essere collegati tutti i sistemi di tubazioni metalliche accessibili destinati all'adduzione, distribuzione e scarico delle acque ed altri fluidi (ad esempio le tubazioni del gas), nonché tutte le masse accessibili esistenti nell'area dell'impianto elettrico utilizzatore.

## **9) DIMENSIONAMENTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

L'impianto fotovoltaico, dovrà essere distribuito su di un inverter DC/AC al quale dovranno convergere i conduttori provenienti dai pannelli, da installare in copertura, utilizzando le apparecchiature di seguito elencate:

PANNELLI SOLARI	MARCA:	TORRI SOLARE (o similare)
	MODELLO	DIAMANTE R100 VENTILATION BOX
	TECNOLOGIA	AMORFO
	POTENZA DI PICCO	100Wp
	N° PANNELLI IMPIEGATI	40
INVERTER	MARCA	ABB (o similare)
	MODELLO	PVI-4.2-TL-OUTD-S conforme allegato A.70 Terna e CEI 0-21 (o similare)
	N° INVERTER IMPIEGATI	1
	POTENZA NOMINALE	4,2 kW

Com'è desumibile dalle schede tecniche dell'inverter, questo è munito di sezionatore su lato DC, scaricatori di sovratensioni e di fusibili sul lato DC, interruttore automatico e protezione di interfaccia sul lato AC.

Si evince pertanto che non sarà necessario installare alcun quadro atto a contenere le apparecchiature a protezione delle linee entranti/uscenti dall'inverter, in quanto tutti gli organi di protezione sono integrati all'inverter stesso, in quanto i conduttori provenienti dal quadro parallelo stringhe, e dal quadro contatore (QC), dovranno essere collegati direttamente all'inverter, mediante appositi connettori.

## **10) PRESCRIZIONI ANTINCENDIO**

Trattandosi di luogo a maggior rischio in caso di incendio, per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, dovranno essere seguite le indicazioni, riportate nella guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici, emessa dal Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile (DCPREV), in data 07/02/2012 recante protocollo n. 0001324, e dai successivi chiarimenti in merito emessi in data 04/05/2012 recanti protocollo n. 0006334.

### ***10.1) Premessa***

Gli impianti fotovoltaici non rientrano fra le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi ai sensi del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011 "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122".

In via generale l'installazione di un impianto fotovoltaico (FV), in funzione delle caratteristiche elettriche/costruttive e/o delle relative modalità di posa in opera, può comportare un aggravio del preesistente livello di rischio di incendio.

L'aggravio potrebbe concretizzarsi, per il fabbricato servito, in termini di:

- interferenza con il sistema di ventilazione dei prodotti della combustione (ostruzione parziale/totale di traslucidi, impedimenti apertura evacuatori);
- ostacolo alle operazioni di raffreddamento/estinzione di tetti combustibili;

- rischio di propagazione delle fiamme all'esterno o verso l'interno del fabbricato (presenza di condutture sulla copertura di un fabbricato suddiviso in più compartimenti - modifica della velocità di propagazione di un incendio in un fabbricato mono compartimento).

L'installazione di un impianto fotovoltaico a servizio di un'attività soggetta ai controlli di prevenzione incendi richiede gli adempimenti previsti dal comma 6 dell'art. 4 del D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011.

Inoltre, risulta necessario valutare l'eventuale pericolo di elettrocuzione cui può essere esposto l'operatore W.F. per la presenza di elementi circuitali in tensione.

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

## **10.2) 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 26/06/1984 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 esplodente, 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, nè 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 variate condizioni dei carichi strutturali sulla copertura, dovute alla presenza del generatore fotovoltaico, anche con riferimento al DM 14/01/2008 "Norme tecniche per le costruzioni".

Si precisa che per le pensiline in materiale incombustibile degli impianti di distribuzione carburanti non è richiesto alcun requisito di resistenza al fuoco.

### **10.3) 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.

### **10.4) Segnaletica di sicurezza**

L'area in cui dovrà essere installato 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 conduttura.



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.



Inverter solar

## Inverter di stringa ABB PVI-3.0/3.6/4.2-TL-OUTD da 3 a 4.2 kW



La famiglia di inverter monofase UNO di ABB è la miglior soluzione per la maggior parte delle installazioni su tetto, consentendo ai proprietari di ottenere la migliore raccolta di energia in base alla grandezza dell'abitazione.

La doppia sezione d'ingresso può processare due differenti stringhe con algoritmi MPPT indipendenti, utile in particolare per installazioni su tetti che richiedono due orientamenti diversi (est e ovest). L'algoritmo MPPT ad alta velocità consente un inseguimento della potenza in tempo reale ed una migliore raccolta di energia.

### Efficienza fino al 96.8%

La topologia senza trasformatore consente un'elevata efficienza, fino al 96.8%. L'ampio intervallo di tensione in ingresso rende l'inverter adatto agli impianti a bassa potenza con stringhe di dimensioni ridotte.

Questo inverter da esterno è composto da un'unità completamente sigillata per resistere alle condizioni ambientali più estreme e costituisce la soluzione ideale per impianti di piccole dimensioni.

### Caratteristiche principali

- Uscita monofase
- Topologia senza trasformatore
- Ciascun inverter è programmato con specifici standard di rete che possono essere installati direttamente sul campo
- Ampio intervallo di tensione in ingresso
- Algoritmo di MPPT veloce e preciso per l'inseguimento della potenza in tempo reale e per una migliore raccolta di energia
- Doppia sezione di ingresso con MPPT indipendente, consente una ottimale raccolta di energia anche nel caso di stringhe orientate in direzioni diverse

Power and productivity  
for a better world™



#### Ulteriori caratteristiche

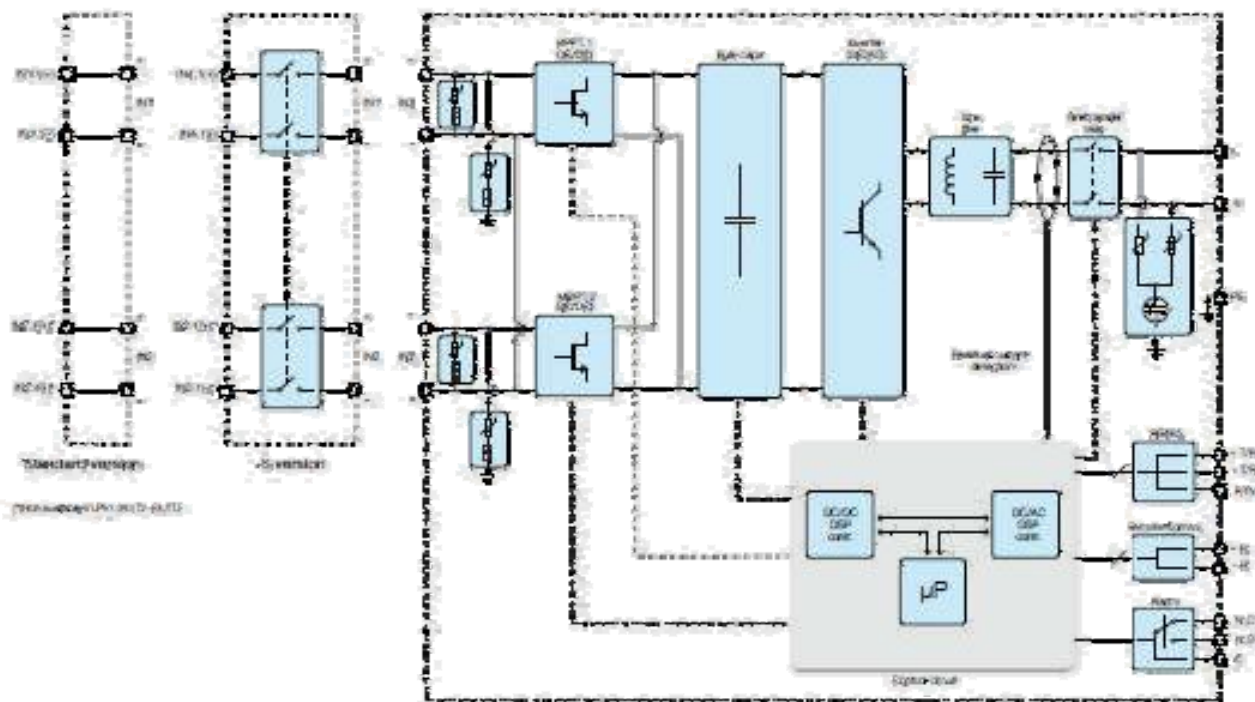
- Curve di efficienza plotte garantiscono un elevato rendimento a tutti i livelli di erogazione assicurando una prestazione costante e stabile nell'intero intervallo di tensione in ingresso e di potenza in uscita.
- Sezionatore DC integrato in conformità agli standard internazionali (tensione -S).
- Raffreddamento a convezione naturale per garantire la massima affidabilità.
- Involucro da esterno per uso in qualsiasi condizione ambientale.
- Interfaccia di comunicazione RS-485 (per connessione con computer portatili o data logger).



#### Dati tecnici e modelli

Modello	PVI-3.2-TL-OUT0	PVI-3.1-TL-OUT0	PVI-3.2-TL-OUT0
<b>Ingresso</b>			
Massima tensione assoluta DC in ingresso ( $V_{max}$ )	600 V		
Tensione di attivazione DC/DC integrato ( $V_{act}$ )	100 V (min. 100...300 V)		
Intervallo operativo di tensione DC in ingresso ( $V_{min}...V_{max}$ )	0,7 x $V_{max}$ ...500 V (min. 90 V)		
Tensione nominale DC in ingresso ( $V_{in}$ )	200 V		
Potenza nominale DC di ingresso ( $P_{in}$ )	3120 W	3120 W	4375 W
Numero di MPPT indipendenti	2		
Potenza massima DC di ingresso per ogni MPPT ( $P_{max}$ )	1560 W	1560 W	2187 W
Intervallo di tensione DC con regolazione di MPPT in carica e $P_{in}$	100...500 V	100...500 V	100...500 V
Limitazione di potenza DC con configurazione di MPPT in carica	Derivato da max. $P_{in}$ (3000 W/600 V)		
Limitazione di potenza DC per ogni MPPT con configurazione di MPPT indipendente e $P_{in}$ , esempio di massimo bilanciamento	2000 W (300 V/600 V) o 3000 W (300 V/600 V) o 4000 W (300 V/600 V)	2000 W (300 V/600 V) o 3000 W (300 V/600 V) o 4000 W (300 V/600 V)	2000 W (300 V/600 V) o 3000 W (300 V/600 V) o 4000 W (300 V/600 V)
Massima corrente DC in ingresso ( $I_{max}$ ) per ogni MPPT ( $I_{max}$ )	200 A / 150 A	200 A / 150 A	200 A / 150 A
Massima corrente di cortocircuito di ingresso per ogni MPPT	200 A	200 A	200 A
Numero di scopi di collegamento DC in ingresso per ogni MPPT	1		
Tipo di trasmissione DC	Connessione per filo nudo parallelo		
<b>Protezioni di ingresso</b>			
Protezione da inversione di polarità	SI, da sempre limitata in corrente		
Protezione da sovratensione di ingresso per ogni MPPT in carica	SI		
Circuito di isolamento	In accordo alla normativa locale		
Caratteristica antiscintille (CA) per ogni MPPT	25 A / 100 A		
<b>Uscita</b>			
Tipo di connessione AC alla rete	Modulare		
Potenza nominale AC di uscita ( $P_{out}$ ) (50/60 Hz)	3000 W	3000 W	4000 W
Potenza nominale AC di uscita ( $P_{out}$ ) (50/60 Hz)	3000 W	3000 W	4000 W
Potenza massima AC di uscita (max. $P_{out}$ )	4000 W	4000 W	4000 W
Potenza apparente massima ( $P_{app}$ )	3300 VA	3300 VA	4375 VA
Tensione nominale AC di uscita ( $V_{out}$ )	230 V		
Intervallo di tensione AC di uscita	100...264 V		
Massima corrente AC di uscita ( $I_{max}$ )	13,0 A	13,0 A	20,0 A
Contributo alla corrente di cortocircuito	13,0 A	13,0 A	20,0 A
Frequenza nominale di uscita (Hz)	50 Hz / 60 Hz		
Intervallo di frequenza di uscita (Hz) (50/60)	47,50 Hz / 50...60 Hz		
Fattore di potenza nominale e intervallo di regolazione	>0,995, ad 0,8 induttiva CA capiente		
Efficienza elettrica (più di controllo)	>95 %		
Tipo di connessione AC	Modulare a vite, presa cavo MP		
<b>Protezioni di uscita</b>			
Protezione sovrapotenza	In accordo alla normativa locale		
Massima protezione sovracorrente di sovralimentazione AC	20,0 A	20,0 A	20,0 A
Protezione da sovratensione di uscita - variazioni	2,2 - 10,1 - 10		

Diagramma a blocchi - PVJ-3.0/3.6/4.2-TL-QUTD



## Dati tecnici e modelli

Modello	PVI-33-TL-00TD	PVI-32-TL-00TD	PVI-42-TL-00TD
<b>Prestazioni operative</b>			
Efficienza massima (copr.)		95,8%	
Efficienza pesata (EUROCEC)		96,6% F	
Regime di alimentazione della pompa		10-0 W	
Consumo notturno		3,4 W	
<b>Comunicazione</b>			
Monitoraggio locale cablate		PVI-USB-BS232-485 (opc.)	
Monitoraggio remoto		VSN300 Wifi Logger Card (opc.), VSN700 Wifi Logger Card	
Monitoraggio locale wireless		VSN300 Wifi Logger Card (opc.)	
Interfaccia utente		Display LCD con 16 segmenti x 2 linee	
<b>Ambientali</b>			
Temperatura ambiente	-25...+55°C / -13...+140°F con derating sopra 55°C / 131°F	-25...+55°C / -13...+140°F con derating sopra 55°C / 131°F	-25...+55°C / -13...+140°F con derating sopra 55°C / 131°F
Umidità relativa	5...100% con condensazione	5...100% con condensazione	5...100% con condensazione
Pressione di installazione standard, tipica		55 dBA @ 1 m	
Massima altezza operativa senza derating		3000 m / 9860 ft	
<b>Fisici</b>			
Grado di protezione ambientale		IP65	
Stato di raffreddamento		Naturale	
Dimensioni (H x L x P)		618 mm x 320 mm x 220 mm / 24.3" x 12.6" x 8.7"	
Peso		17.5 kg / 38.6 lb	
Sistema di montaggio		Staffa da parete	
<b>Sicurezza</b>			
Tipi di isolamento		Classe I trasformatore	
Certificazioni		CE (solo EU), RoHS	
Norme EMC e di sicurezza		EN 60741, IEC 60335-1, IEC 60335-2-1, IEC 60335-2-15, IEC 60335-2-16, IEC 60335-2-17, IEC 60335-2-18, IEC 60335-2-19, IEC 60335-2-20, IEC 60335-2-21, IEC 60335-2-22, IEC 60335-2-23, IEC 60335-2-24, IEC 60335-2-25, IEC 60335-2-26, IEC 60335-2-27, IEC 60335-2-28, IEC 60335-2-29, IEC 60335-2-30, IEC 60335-2-31, IEC 60335-2-32, IEC 60335-2-33, IEC 60335-2-34, IEC 60335-2-35, IEC 60335-2-36, IEC 60335-2-37, IEC 60335-2-38, IEC 60335-2-39, IEC 60335-2-40, IEC 60335-2-41, IEC 60335-2-42, IEC 60335-2-43, IEC 60335-2-44, IEC 60335-2-45, IEC 60335-2-46, IEC 60335-2-47, IEC 60335-2-48, IEC 60335-2-49, IEC 60335-2-50, IEC 60335-2-51, IEC 60335-2-52, IEC 60335-2-53, IEC 60335-2-54, IEC 60335-2-55, IEC 60335-2-56, IEC 60335-2-57, IEC 60335-2-58, IEC 60335-2-59, IEC 60335-2-60, IEC 60335-2-61, IEC 60335-2-62, IEC 60335-2-63, IEC 60335-2-64, IEC 60335-2-65, IEC 60335-2-66, IEC 60335-2-67, IEC 60335-2-68, IEC 60335-2-69, IEC 60335-2-70, IEC 60335-2-71, IEC 60335-2-72, IEC 60335-2-73, IEC 60335-2-74, IEC 60335-2-75, IEC 60335-2-76, IEC 60335-2-77, IEC 60335-2-78, IEC 60335-2-79, IEC 60335-2-80, IEC 60335-2-81, IEC 60335-2-82, IEC 60335-2-83, IEC 60335-2-84, IEC 60335-2-85, IEC 60335-2-86, IEC 60335-2-87, IEC 60335-2-88, IEC 60335-2-89, IEC 60335-2-90, IEC 60335-2-91, IEC 60335-2-92, IEC 60335-2-93, IEC 60335-2-94, IEC 60335-2-95, IEC 60335-2-96, IEC 60335-2-97, IEC 60335-2-98, IEC 60335-2-99, IEC 60335-3-1, IEC 60335-3-2, IEC 60335-3-3, IEC 60335-3-4, IEC 60335-3-5, IEC 60335-3-6, IEC 60335-3-7, IEC 60335-3-8, IEC 60335-3-9, IEC 60335-3-10, IEC 60335-3-11, IEC 60335-3-12, IEC 60335-3-13, IEC 60335-3-14, IEC 60335-3-15, IEC 60335-3-16, IEC 60335-3-17, IEC 60335-3-18, IEC 60335-3-19, IEC 60335-3-20, IEC 60335-3-21, IEC 60335-3-22, IEC 60335-3-23, IEC 60335-3-24, IEC 60335-3-25, IEC 60335-3-26, IEC 60335-3-27, IEC 60335-3-28, IEC 60335-3-29, IEC 60335-3-30, IEC 60335-3-31, IEC 60335-3-32, IEC 60335-3-33, IEC 60335-3-34, IEC 60335-3-35, IEC 60335-3-36, IEC 60335-3-37, IEC 60335-3-38, IEC 60335-3-39, IEC 60335-3-40, IEC 60335-3-41, IEC 60335-3-42, IEC 60335-3-43, IEC 60335-3-44, IEC 60335-3-45, IEC 60335-3-46, IEC 60335-3-47, IEC 60335-3-48, IEC 60335-3-49, IEC 60335-3-50, IEC 60335-3-51, IEC 60335-3-52, IEC 60335-3-53, IEC 60335-3-54, IEC 60335-3-55, IEC 60335-3-56, IEC 60335-3-57, IEC 60335-3-58, IEC 60335-3-59, IEC 60335-3-60, IEC 60335-3-61, IEC 60335-3-62, IEC 60335-3-63, IEC 60335-3-64, IEC 60335-3-65, IEC 60335-3-66, IEC 60335-3-67, IEC 60335-3-68, IEC 60335-3-69, IEC 60335-3-70, IEC 60335-3-71, IEC 60335-3-72, IEC 60335-3-73, IEC 60335-3-74, IEC 60335-3-75, IEC 60335-3-76, IEC 60335-3-77, IEC 60335-3-78, IEC 60335-3-79, IEC 60335-3-80, IEC 60335-3-81, IEC 60335-3-82, IEC 60335-3-83, IEC 60335-3-84, IEC 60335-3-85, IEC 60335-3-86, IEC 60335-3-87, IEC 60335-3-88, IEC 60335-3-89, IEC 60335-3-90, IEC 60335-3-91, IEC 60335-3-92, IEC 60335-3-93, IEC 60335-3-94, IEC 60335-3-95, IEC 60335-3-96, IEC 60335-3-97, IEC 60335-3-98, IEC 60335-3-99, IEC 60335-4-1, IEC 60335-4-2, IEC 60335-4-3, IEC 60335-4-4, IEC 60335-4-5, IEC 60335-4-6, IEC 60335-4-7, IEC 60335-4-8, IEC 60335-4-9, IEC 60335-4-10, IEC 60335-4-11, IEC 60335-4-12, IEC 60335-4-13, IEC 60335-4-14, IEC 60335-4-15, IEC 60335-4-16, IEC 60335-4-17, IEC 60335-4-18, IEC 60335-4-19, IEC 60335-4-20, IEC 60335-4-21, IEC 60335-4-22, IEC 60335-4-23, IEC 60335-4-24, IEC 60335-4-25, IEC 60335-4-26, IEC 60335-4-27, IEC 60335-4-28, IEC 60335-4-29, IEC 60335-4-30, IEC 60335-4-31, IEC 60335-4-32, IEC 60335-4-33, IEC 60335-4-34, IEC 60335-4-35, IEC 60335-4-36, IEC 60335-4-37, IEC 60335-4-38, IEC 60335-4-39, IEC 60335-4-40, IEC 60335-4-41, IEC 60335-4-42, IEC 60335-4-43, IEC 60335-4-44, IEC 60335-4-45, IEC 60335-4-46, IEC 60335-4-47, IEC 60335-4-48, IEC 60335-4-49, IEC 60335-4-50, IEC 60335-4-51, IEC 60335-4-52, IEC 60335-4-53, IEC 60335-4-54, IEC 60335-4-55, IEC 60335-4-56, IEC 60335-4-57, IEC 60335-4-58, IEC 60335-4-59, IEC 60335-4-60, IEC 60335-4-61, IEC 60335-4-62, IEC 60335-4-63, IEC 60335-4-64, IEC 60335-4-65, IEC 60335-4-66, IEC 60335-4-67, IEC 60335-4-68, IEC 60335-4-69, IEC 60335-4-70, IEC 60335-4-71, IEC 60335-4-72, IEC 60335-4-73, IEC 60335-4-74, IEC 60335-4-75, IEC 60335-4-76, IEC 60335-4-77, IEC 60335-4-78, IEC 60335-4-79, IEC 60335-4-80, IEC 60335-4-81, IEC 60335-4-82, IEC 60335-4-83, IEC 60335-4-84, IEC 60335-4-85, IEC 60335-4-86, IEC 60335-4-87, IEC 60335-4-88, IEC 60335-4-89, IEC 60335-4-90, IEC 60335-4-91, IEC 60335-4-92, IEC 60335-4-93, IEC 60335-4-94, IEC 60335-4-95, IEC 60335-4-96, IEC 60335-4-97, IEC 60335-4-98, IEC 60335-4-99, IEC 60335-5-1, IEC 60335-5-2, IEC 60335-5-3, IEC 60335-5-4, IEC 60335-5-5, IEC 60335-5-6, IEC 60335-5-7, IEC 60335-5-8, IEC 60335-5-9, IEC 60335-5-10, IEC 60335-5-11, IEC 60335-5-12, IEC 60335-5-13, IEC 60335-5-14, IEC 60335-5-15, IEC 60335-5-16, IEC 60335-5-17, IEC 60335-5-18, IEC 60335-5-19, IEC 60335-5-20, IEC 60335-5-21, IEC 60335-5-22, IEC 60335-5-23, IEC 60335-5-24, IEC 60335-5-25, IEC 60335-5-26, IEC 60335-5-27, IEC 60335-5-28, IEC 60335-5-29, IEC 60335-5-30, IEC 60335-5-31, IEC 60335-5-32, IEC 60335-5-33, IEC 60335-5-34, IEC 60335-5-35, IEC 60335-5-36, IEC 60335-5-37, IEC 60335-5-38, IEC 60335-5-39, IEC 60335-5-40, IEC 60335-5-41, IEC 60335-5-42, IEC 60335-5-43, IEC 60335-5-44, IEC 60335-5-45, IEC 60335-5-46, IEC 60335-5-47, IEC 60335-5-48, IEC 60335-5-49, IEC 60335-5-50, IEC 60335-5-51, IEC 60335-5-52, IEC 60335-5-53, IEC 60335-5-54, IEC 60335-5-55, IEC 60335-5-56, IEC 60335-5-57, IEC 60335-5-58, IEC 60335-5-59, IEC 60335-5-60, IEC 60335-5-61, IEC 60335-5-62, IEC 60335-5-63, IEC 60335-5-64, IEC 60335-5-65, IEC 60335-5-66, IEC 60335-5-67, IEC 60335-5-68, IEC 60335-5-69, IEC 60335-5-70, IEC 60335-5-71, IEC 60335-5-72, IEC 60335-5-73, IEC 60335-5-74, IEC 60335-5-75, IEC 60335-5-76, IEC 60335-5-77, IEC 60335-5-78, IEC 60335-5-79, IEC 60335-5-80, IEC 60335-5-81, IEC 60335-5-82, IEC 60335-5-83, IEC 60335-5-84, IEC 60335-5-85, IEC 60335-5-86, IEC 60335-5-87, IEC 60335-5-88, IEC 60335-5-89, IEC 60335-5-90, IEC 60335-5-91, IEC 60335-5-92, IEC 60335-5-93, IEC 60335-5-94, IEC 60335-5-95, IEC 60335-5-96, IEC 60335-5-97, IEC 60335-5-98, IEC 60335-5-99, IEC 60335-6-1, IEC 60335-6-2, IEC 60335-6-3, IEC 60335-6-4, IEC 60335-6-5, IEC 60335-6-6, IEC 60335-6-7, IEC 60335-6-8, IEC 60335-6-9, IEC 60335-6-10, IEC 60335-6-11, IEC 60335-6-12, IEC 60335-6-13, IEC 60335-6-14, IEC 60335-6-15, IEC 60335-6-16, IEC 60335-6-17, IEC 60335-6-18, IEC 60335-6-19, IEC 60335-6-20, IEC 60335-6-21, IEC 60335-6-22, IEC 60335-6-23, IEC 60335-6-24, IEC 60335-6-25, IEC 60335-6-26, IEC 60335-6-27, IEC 60335-6-28, IEC 60335-6-29, IEC 60335-6-30, IEC 60335-6-31, IEC 60335-6-32, IEC 60335-6-33, IEC 60335-6-34, IEC 60335-6-35, IEC 60335-6-36, IEC 60335-6-37, IEC 60335-6-38, IEC 60335-6-39, IEC 60335-6-40, IEC 60335-6-41, IEC 60335-6-42, IEC 60335-6-43, IEC 60335-6-44, IEC 60335-6-45, IEC 60335-6-46, IEC 60335-6-47, IEC 60335-6-48, IEC 60335-6-49, IEC 60335-6-50, IEC 60335-6-51, IEC 60335-6-52, IEC 60335-6-53, IEC 60335-6-54, IEC 60335-6-55, IEC 60335-6-56, IEC 60335-6-57, IEC 60335-6-58, IEC 60335-6-59, IEC 60335-6-60, IEC 60335-6-61, IEC 60335-6-62, IEC 60335-6-63, IEC 60335-6-64, IEC 60335-6-65, IEC 60335-6-66, IEC 60335-6-67, IEC 60335-6-68, IEC 60335-6-69, IEC 60335-6-70, IEC 60335-6-71, IEC 60335-6-72, IEC 60335-6-73, IEC 60335-6-74, IEC 60335-6-75, IEC 60335-6-76, IEC 60335-6-77, IEC 60335-6-78, IEC 60335-6-79, IEC 60335-6-80, IEC 60335-6-81, IEC 60335-6-82, IEC 60335-6-83, IEC 60335-6-84, IEC 60335-6-85, IEC 60335-6-86, IEC 60335-6-87, IEC 60335-6-88, IEC 60335-6-89, IEC 60335-6-90, IEC 60335-6-91, IEC 60335-6-92, IEC 60335-6-93, IEC 60335-6-94, IEC 60335-6-95, IEC 60335-6-96, IEC 60335-6-97, IEC 60335-6-98, IEC 60335-6-99, IEC 60335-7-1, IEC 60335-7-2, IEC 60335-7-3, IEC 60335-7-4, IEC 60335-7-5, IEC 60335-7-6, IEC 60335-7-7, IEC 60335-7-8, IEC 60335-7-9, IEC 60335-7-10, IEC 60335-7-11, IEC 60335-7-12, IEC 60335-7-13, IEC 60335-7-14, IEC 60335-7-15, IEC 60335-7-16, IEC 60335-7-17, IEC 60335-7-18, IEC 60335-7-19, IEC 60335-7-20, IEC 60335-7-21, IEC 60335-7-22, IEC 60335-7-23, IEC 60335-7-24, IEC 60335-7-25, IEC 60335-7-26, IEC 60335-7-27, IEC 60335-7-28, IEC 60335-7-29, IEC 60335-7-30, IEC 60335-7-31, IEC 60335-7-32, IEC 60335-7-33, IEC 60335-7-34, IEC 60335-7-35, IEC 60335-7-36, IEC 60335-7-37, IEC 60335-7-38, IEC 60335-7-39, IEC 60335-7-40, IEC 60335-7-41, IEC 60335-7-42, IEC 60335-7-43, IEC 60335-7-44, IEC 60335-7-45, IEC 60335-7-46, IEC 60335-7-47, IEC 60335-7-48, IEC 60335-7-49, IEC 60335-7-50, IEC 60335-7-51, IEC 60335-7-52, IEC 60335-7-53, IEC 60335-7-54, IEC 60335-7-55, IEC 60335-7-56, IEC 60335-7-57, IEC 60335-7-58, IEC 60335-7-59, IEC 60335-7-60, IEC 60335-7-61, IEC 60335-7-62, IEC 60335-7-63, IEC 60335-7-64, IEC 60335-7-65, IEC 60335-7-66, IEC 60335-7-67, IEC 60335-7-68, IEC 60335-7-69, IEC 60335-7-70, IEC 60335-7-71, IEC 60335-7-72, IEC 60335-7-73, IEC 60335-7-74, IEC 60335-7-75, IEC 60335-7-76, IEC 60335-7-77, IEC 60335-7-78, IEC 60335-7-79, IEC 60335-7-80, IEC 60335-7-81, IEC 60335-7-82, IEC 60335-7-83, IEC 60335-7-84, IEC 60335-7-85, IEC 60335-7-86, IEC 60335-7-87, IEC 60335-7-88, IEC 60335-7-89, IEC 60335-7-90, IEC 60335-7-91, IEC 60335-7-92, IEC 60335-7-93, IEC 60335-7-94, IEC 60335-7-95, IEC 60335-7-96, IEC 60335-7-97, IEC 60335-7-98, IEC 60335-7-99, IEC 60335-8-1, IEC 60335-8-2, IEC 60335-8-3, IEC 60335-8-4, IEC 60335-8-5, IEC 60335-8-6, IEC 60335-8-7, IEC 60335-8-8, IEC 60335-8-9, IEC 60335-8-10, IEC 60335-8-11, IEC 60335-8-12, IEC 60335-8-13, IEC 60335-8-14, IEC 60335-8-15, IEC 60335-8-16, IEC 60335-8-17, IEC 60335-8-18, IEC 60335-8-19, IEC 60335-8-20, IEC 60335-8-21, IEC 60335-8-22, IEC 60335-8-23, IEC 60335-8-24, IEC 60335-8-25, IEC 60335-8-26, IEC 60335-8-27, IEC 60335-8-28, IEC 60335-8-29, IEC 60335-8-30, IEC 60335-8-31, IEC 60335-8-32, IEC 60335-8-33, IEC 60335-8-34, IEC 60335-8-35, IEC 60335-8-36, IEC 60335-8-37, IEC 60335-8-38, IEC 60335-8-39, IEC 60335-8-40, IEC 60335-8-41, IEC 60335-8-42, IEC 60335-8-43, IEC 60335-8-44, IEC 60335-8-45, IEC 60335-8-46, IEC 60335-8-47, IEC 60335-8-48, IEC 60335-8-49, IEC 60335-8-50, IEC 60335-8-51, IEC 60335-8-52, IEC 60335-8-53, IEC 60335-8-54, IEC 60335-8-55, IEC 60335-8-56, IEC 60335-8-57, IEC 60335-8-58, IEC 60335-8-59, IEC 60335-8-60, IEC 60335-8-61, IEC 60335-8-62, IEC 60335-8-63, IEC 60335-8-64, IEC 60335-8-65, IEC 60335-8-66, IEC 60335-8-67, IEC 60335-8-68, IEC 60335-8-69, IEC 60335-8-70, IEC 60335-8-71, IEC 60335-8-72, IEC 60335-8-73, IEC 60335-8-74, IEC 60335-8-75, IEC 60335-8-76, IEC 60335-8-77, IEC 60335-8-78, IEC 60335-8-79, IEC 60335-8-80, IEC 60335-8-81, IEC 60335-8-82, IEC 60335-8-83, IEC 60335-8-84, IEC 60335-8-85, IEC 60335-8-86, IEC 60335-8-87, IEC 60335-8-88, IEC 60335-8-89, IEC 60335-8-90, IEC 60335-8-91, IEC 60335-8-92, IEC 60335-8-93, IEC 60335-8-94, IEC 60335-8-95, IEC 60335-8-96, IEC 60335-8-97, IEC 60335-8-98, IEC 60335-8-99, IEC 60335-9-1, IEC 60335-9-2, IEC 60335-9-3, IEC 60335-9-4, IEC 60335-9-5, IEC 60335-9-6, IEC 60335-9-7, IEC 60335-9-8, IEC 60335-9-9, IEC 60335-10-1, IEC 60335-10-2, IEC 60335-10-3, IEC 60335-10-4, IEC 60335-10-5, IEC 60335-10-6, IEC 60335-10-7, IEC 60335-10-8, IEC 60335-10-9, IEC 60335-10-10, IEC 60335-10-11, IEC 60335-10-12, IEC 60335-10-13, IEC 60335-10-14, IEC 60335-10-15, IEC 60335-10-16, IEC 60335-10-17, IEC 60335-10-18, IEC 60335-10-19, IEC 60335-10-20, IEC 60335-10-21, IEC 60335-10-22, IEC 60335-10-23, IEC 60335-10-24, IEC 60335-10-25, IEC 60335-10-26, IEC 60335-10-27, IEC 60335-10-28, IEC 60335-10-29, IEC 60335-10-30, IEC 60335-10-31, IEC 60335-10-32, IEC 60335-10-33, IEC 60335-10-34, IEC 60335-10-35, IEC 60335-10-36, IEC 60335-10-37, IEC 60335-10-38, IEC 60335-10-39, IEC 60335-10-40, IEC 60335-10-41, IEC 60335-10-42, IEC 60335-10-43, IEC 60335-10-44, IEC 60335-10-45, IEC 60335-10-46, IEC 60335-10-47, IEC 60335-10-48, IEC 60335-10-49, IEC 60335-10-50, IEC 60335-10-51, IEC 60335-10-52, IEC 60335-10-53, IEC 60335-10-54, IEC 60335-10-55, IEC 60335-10-56, IEC 60335-10-57, IEC 60335-10-58, IEC 60335-10-59, IEC 60335-10-60, IEC 60335-10-61, IEC 60335-10-62, IEC 60335-10-63, IEC 60335-10-64, IEC 60335-10-65, IEC 60335-10-66, IEC 60335-10-67, IEC 60335-10-68, IEC 60335-10-69, IEC 60335-10-70, IEC 60335-10-71, IEC 60335-10-72, IEC 60335-10-73, IEC 60335-10-74, IEC 60335-10-75, IEC 60335-10-76, IEC 60335-10-77, IEC 60335-10-78, IEC 60335-10-79, IEC 60335-10-80, IEC 60335-10-81, IEC 60335-10-82, IEC 60335-10-83, IEC 60335-10-84, IEC 60335-10-85, IEC 60335-10-86, IEC 60335-10-87, IEC 60335-10-88, IEC 60335-10-89, IEC 60335-10-90, IEC 60335-10-91, IEC 60335-10-92, IEC 60335-10-93, IEC 60335-10-94, IEC 60335-10-95, IEC 60335-10-96, IEC 60335-10-97, IEC 60335-10-98, IEC 60335-10-99, IEC 60335-11-1, IEC 60335-11-2, IEC 60335-11-3, IEC 60335-11-4, IEC 60335-11-5, IEC 60335-11-6, IEC 60335-11-7, IEC 60335-11-8, IEC 60335-11-9, IEC 60335-11-10, IEC 60335-11-11, IEC 60335-11-12, IEC 60335-11-13, IEC 60335-11-14, IEC 60335-11-15, IEC 60335-11-16, IEC 60335-11-17, IEC 60335-11-18, IEC 60335-11-19, IEC 60335-11-20, IEC 60335-11-21, IEC 60335-11-22, IEC 60335-11-23, IEC 6033	

L'intervallo di scadenza di questo può variare in funzione della natura di concessione e di ruolo, valida nel Paese di destinazione

<sup>2)</sup> P.e. impostazione Lk G63/2, massima corrente di uscita limitata a 16 A e massima potenza di uscita di 3,68 kW

<sup>2</sup> Fare riferimento al documento "Selling Pointwise - Product manual appendix" disponibile sul sito [www.apb.com/italymarket](http://www.apb.com/italymarket) per conoscere la matrice di connessioni ad innesto rapido utilizzata nell'avvolgere.

<sup>11</sup> L'intervallo di regolazione uscita può variare in funzione della norma di connessione alla rete, valida nel Paese di installazione.

© 2004 Blackwell Publishing Ltd *Journal of Internal Medicine* 255: 293–300

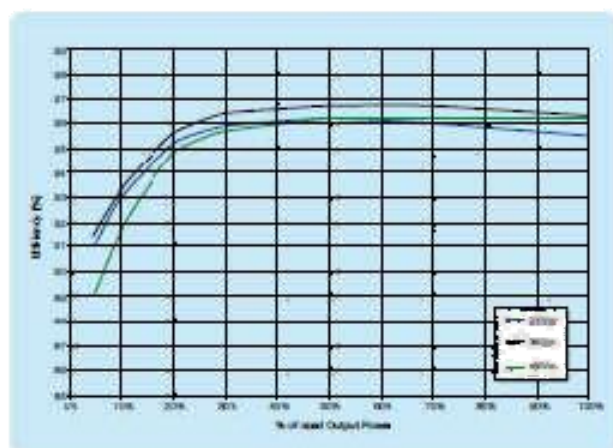
<sup>11</sup> Pagato a 3500 W per la Germania.

<sup>10</sup> L'azienda ha 4200 W per la Germania.

Nota: Le caratteristiche non specificamente menzionate nel presente data sheet non sono incluse nel prodotto.



Curve di efficienza - PVI-3.0-TL-OUTD



Curve di efficienza - PVI-4.2-TL-OUTD

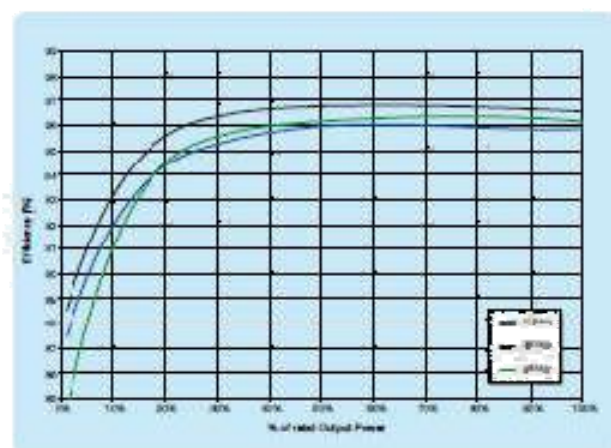


ABB 00000 Rev. IT 04/16 2016

#### Supporto e assistenza

ABB supporta i propri clienti con una rete di assistenza dedicata in oltre 60 Paesi e fornisce una gamma completa di servizi per tutta la vita del prodotto, dall'installazione e la messa in servizio, alla manutenzione preventiva, alla fornitura di parti di ricambio, alla riparazione e al riutilizzo.

Per maggiori informazioni, si prega di contattare un rappresentante ABB o di visitare:

[www.abb.it/solarinverters](http://www.abb.it/solarinverters)  
[www.abb.it/solar](http://www.abb.it/solar)  
[www.abb.it](http://www.abb.it)

© Copyright 2016 ABB. Tutti i diritti riservati.  
 Specifiche soggette a modifiche senza preavviso.



Power and productivity  
for a better world™

**ABB**

# Certificate



Registration No.: AK 60109655 0001

Page 1

Report No.: 28108592 001

**License Holder:**

Power-One Italy S.p.A.  
Via S. Giorgio, 642 –  
52028 Terranuova Bracciolini (AR)  
Italy

**Product:**

Grid Tied Inverter

**Trademark:**

ABB

**Manufacturing Plant(s) \*:**

Power-One Italy S.p.A.  
Via S. Giorgio, 642 –  
52028 Terranuova Bracciolini (AR)  
Italy

**Model:**

PVI-4 2-TL-OUTD  
PVI-4 2-TL-OUTD-S  
PVI-4 2-TL-OUTD-W  
PVI-3 6-TL-OUTD  
PVI-3.6-TL-OUTD-S  
PVI-3.6-TL-OUTD-W  
PVI-3.0-TL-OUTD  
PVI-3.0-TL-OUTD-S  
PVI-3.0-TL-OUTD-W

**Basis:**

☒ **CEI 0-21: 2014-12**  
**CEI 0-21;V1:2014-09**  
\*rules for the connection to the  
LV electrical Utilities

☒ **Factory Inspection \*\***  
To document the consistent quality of  
the product factory inspection are  
performed periodically.

**Remarks:**

The details of the factory inspection are documented in report no: 28108144

\* The SUB-Manufacturing plants are under a periodic factory surveillance programme which is documented in inspection report.

\*\* The report of the factory inspection includes the requirements of GSE applicative rules.

In detail, visit has been performed to each factory and inspection of manufacturing process and components' check have been performed in order to guarantee a constant quality level as used for type test for compliance to CEI 0-21, for LV connection.

Components' check has been based on the list of critical components indicated in the test report issued for type test for compliance to CEI EN 62109-1 (test report issued by an accredited testing Laboratory recognized under ILAC agreement).

24.03.2016

Certification Body

M. Piva



TÜV Rheinland LGA Products GmbH, Tillystrasse 2, D-90431 Nürnberg  
Contact: +49 221 806 2477 email: service@de.tuv.com

**OGGETTO:** Dichiarazione di conformità alla normativa CEI 0-21:2014-09 + V1:2014-12 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica"  
**SUBJECT:** Declaration of Conformity to CEI 0-21:2014-09 + V1:2014-12 "Reference technical rules for the connection of active and passive users to the LV electrical utilities"



**Certificate No.: AK 60109655 0001**

**TIPOLOGIA DI APPARATO A CUI SI RIFERISCE LA DICHIARAZIONE:**  
**TYPE OF APPARATUS WHICH THE DECLARATION IS REFERRED TO:**

DISPOSITIVO DI INTERFACCIA Interface Device	PROTEZIONE DI INTERFACCIA Interface Protection Device	DISPOSITIVO DI CONVERSIONE STATICA Static Conversion Device	DISPOSITIVO DI GENERAZIONE ROTANTE Rotating Device
<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

<b>Costruttore</b> Manufacturer	Power-One Italy S.p.A. Via S. Giorgio, 642 - 52028 Terranuova Bracciolini (AR) - Italy		
<b>Modello/Tipo</b> Model/Type	PVI-3.0-TL-OUTD PVI-3.0-TL-OUTD-S PVI-3.0-TL-OUTD-W	PVI-3.6-TL-OUTD PVI-3.6-TL-OUTD-S PVI-3.6-TL-OUTD-W	PVI-4.2-TL-OUTD PVI-4.2-TL-OUTD-S PVI-4.2-TL-OUTD-W
<b>Potenza Attiva Nominale</b> Nominal Power	3000 W	3600 W	4200 W
<b>Max. Potenza Apparente</b> Maximum Apparent Power	3380 VA	4040 VA	4700 VA
<b>Firmware release</b>	DSP Booster: A334; DSP Inverter: B357; Micro (Supervisor): C036 and higher version		
<b>Numero di Fasi</b> Number of Phases	Monofase / Mono-phase		
<b>Note</b> Remarks	Il dispositivo è in grado di limitare la Idc allo 0,5% della corrente nominale. The device is capable to limit the Idc to 0,5% of the nominal current.		
<b>Laboratorio di Prova</b> Test Laboratory	TÜV Rheinland Italia S.r.l.		

Esaminati i Fascicoli Prove N.  
 28108592 001 emesso da TÜV Rheinland Italia S.r.l. (Accreditamento ACCREDIA N. 1356)  
 Having assessed the Test Files N.  
 28108592 001 emesso da TÜV Rheinland Italia S.r.l. (Accreditamento ACCREDIA N. 1356)

si dichiara che i prodotti indicati soddisfano i requisiti della CEI 0-21:2014-09 + V1 2014-12 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica"  
 we declare that the products indicated meet the requirements laid down by CEI 0-21:2014-09 + V1 2014-12 "Reference technical rules for BTZ connection of active and passive users to the LV electrical utilities"

**Validità della  
Dichiarazione**  
 Validity of the Declaration

Questa Dichiarazione è valida per i prodotti indicati, così come descritti nei Fascicoli prova. Nuova requisiti o emendamenti a requisiti esistenti, così come modifiche ai prodotti, possono implicare nuove verifiche e certificazioni.  
 This Declaration is valid only for the products indicated herein, as described in the Files mentioned. New requirements or amendments to existing ones, or modifications to the product, may imply re-verification and re-certification.

Date: 24.03.2016

Certification Body

Signature :

M. Piva



**TÜV Rheinland LGA Products GmbH – Tillystraße 2 – 90431 Nürnberg**



**TORRI SOLARE**  
produzione  
moduli  
fotovoltaici



**TECNOLOGIA DIAMANTE®\_ VENTILATION BOX**  
**IL FOTOVOLTAICO CRISTALLINO INTEGRATO**  
[WWW.TECNOLOGIADIAMANTE.COM](http://WWW.TECNOLOGIADIAMANTE.COM)

## CARATTERISTICHE GENERALI E PARAMETRI ELETTRICI

MODELLO		R.100	R.80	R.50
TECNOLOGIA		TECNOLOGIA CARMANITE S.E.C. (SISTALLINO)		
POTENZA DI PICCO (Wp)	[W]	100	80	50
TENSIONE AL PUNTO DI MAX POTENZA (VMP)	[V]	12,57	10,48	8,29
CORRENTE AL PUNTO DI MAX POTENZA (IMP)	[A]	8,08	8,06	6,08
TENSIONE A VUOTO (VOC)	[V]	15,82	13,52	10,51
CORRENTE DI CIRCUITO CHIUSO (ISC)	[A]	8,68	8,662	6,602
FATTORE DI RIEMPIMENTO (FF)	[%]	78,6	78,6	78,6
EFFICIENZA MASSIMA MODULO (%)	[%]	14,9	14,76	14,65
POTENZA SPECIFICA (SDO) (W/m <sup>2</sup> )	[W/m <sup>2</sup> ]	149	147	146
POTENZA SPECIFICA (RICATIVA) DELL'IMPIANTO INSTALLATO	[W/m <sup>2</sup> ]	97,5	96,1	91,7

\*STC Standard test conditions - temperatura del modulo 25°C ± 0,5°C - Irradiazione generica sui parametri elettrici: ±3%

## TOLLERANZA SELEZIONATA RISPETTO ALLA POTENZA NOMINALE

CC CELLONDA [Wp] (5Wp)

Tolleranza della differenza tra il valore nominale del modulo e il valore realmente ottenuto dopo il test.

SELEZIONE [Wp] (20Wp)

La tolleranza del modulo selezionata dal produttore sarà superiore alla zona garantita una maggiore produzione di Wp.

PERCENTUALE [±2 %]

## CARATTERISTICHE MECCANICHE FISICHE

MODELLO		R.100	R.80	R.50
ALTEZZA (H)	[mm]	1850	1630	990
LARGHEZZA (L)	[mm]	345	345	345
SPESSORE LAMINARE	[mm]	5	5	5
PESO (ESCLUSO VENTILAZIONE)	[kg]	7,0	5,9	3,5
SUPERFICIE	[m <sup>2</sup> ]	0,672	0,562	0,340
PROTEZIONE CONDIZIONE DI RIFLESSO		Multicohsct	Antireflect	Multicohsct
MODULO	[A]	12	12	12
CANA	[mm]	n. 2 x 2,10	n. 2 x 2,70	n. 2 x 2,70
CONNETTORI		MC4 Plus	MC4 Plus	MC4 Plus

## COEFFICIENTI DI TEMPERATURA

COEFFICIENTE DI TEMPERATURA DI PMP (PMP)	[%/°C]	-0,44
COEFFICIENTE DI TEMPERATURA DI VOC (VOC)	[%/°C]	-0,38
COEFFICIENTE DI TEMPERATURA DI ISC (ISC)	[%/°C]	+0,04
NOTE (*)	[°C]	45

\* Standard Operating Cell Temperature: 8000W/m<sup>2</sup>, A: 15°, vento 1 m/sec

\* I valori elettrici forniti possono variare in qualsiasi momento senza alcun preavviso.

Coefficienti di temperatura a diversi livelli di irraggiamento



## PRESTAZIONI A BASSO IRRAGGIAMENTO

IRRAGGIAMENTO (W/m <sup>2</sup> )		R.100	R.80	R.50
1000	[Wp]	100	80	50
800	[Wp]	80,3	60,8	40,2
600	[Wp]	60,4	40,1	30,2
400	[Wp]	39,8	30,1	19,9

TORRI SOLARE si riserva il diritto di modifiche a dati tecnici senza preavviso.



## TECNOLOGIA DIAMANTE®\_VENTILATION BOX

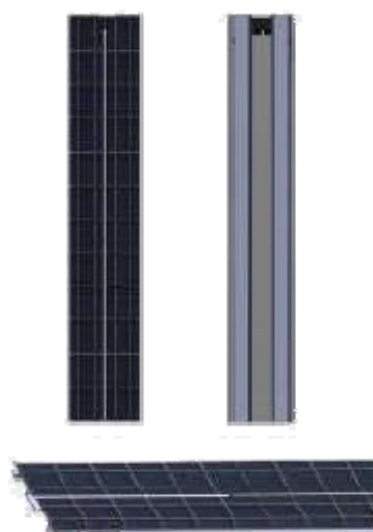
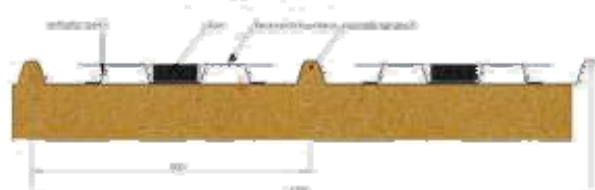
PATENT PENDING

## DISEGNO TECNICO DEL MODULO FOTOVOLTAICO



## DISEGNO TECNICO DELLA COPERTURA

Vedi sotto varie alternative dell'applicazione:



## CERTIFICAZIONI E GARANZIA

- IEC 61215
- IEC 61730
- Made in Europe

+39 0541 12000

+39 0541 1224

+39 0541 10001 2002



- 10 anni sulla potenza erogata >80%
- 25 anni sulla potenza erogata >80%

- 10 anni su difetti di produzione
- 10 anni sulla durata dell'installazione per incendio e furto in fabbrica in progressione 100%





**ISTITUTO  
GIORDANO**



Istituto Giordano S.p.A.  
Via Risorgimento, 2 - 47024 Forlì (FC) - Italy  
Tel. +39 0542 363079 - Fax +39 0542 345410  
info@giordano.it - www.giordano.it  
Cod. Fiscale 0054954029 - Cap. Soc. € 1.500.000 i.v.  
R.E.A. n. 024144 - R.N. 156766  
Registrazione Impresa n. 0054954029

Laboratorio autorizzato dal Ministero dell'Interno per codice n. 9418 LR01 del 13/09/2014 (G.U. n. 126 del 04/09/2014)

## CERTIFICATO DI PROVA N. 331426/RF6619

Pratica n. 68960

emesso ai sensi dell'art. 10 del decreto del Ministero dell'Interno del 26 giugno 1984 concernente "Classificazione di reazione al fuoco ed omologazione dei materiali ai fini della prevenzione incendi" (Supplemento Ordinario alla Gazzetta Ufficiale n. 234 del 25 agosto 1984) modificato con decreto del Ministero dell'Interno del 03 settembre 2001 (G.U. n. 242 del 17 ottobre 2001).

Visto l'esito degli accertamenti effettuati si certifica che all'installazione tecnica  
prodotta da: **TORRESOLARE S.r.l.** - Via Cadorna, 77/A - 25027 GUINZANO D'OGGIO (BS) - Italia;  
denominata: **TRS 150 BLUE**;  
impiegata come: **pannello fotovoltaico**;  
è attribuita, in conformità alla norma UNI 9177, la

**CLASSE DI REAZIONE AL FUOCO**

**1 (UNO)**

Il presente certificato è valido unicamente per la campionatura sottoposta a prova.

BelBaria-Igor Merica - Italia, 26/12/2015

Il Direttore del Laboratorio  
di Reazione al Fuoco  
(Dott. Giuseppe Merica)

*Giuseppe Merica*

L'Amministratore Delegato

**L'AMMINISTRATORE DELEGATO**

*Arch. Sara Lorenza Giordano*

*Sara Lorenza Giordano*

Copia FM  
Rev. *AS*

Il presente certificato di prova è composto da n. 1 foglio ed è integrato da n. 2 allegati con i risultati di prova e dalla documentazione tecnica del produttore.

Foglio  
n. 1 di 2

CAPO D'OPERA: Il presente documento professionale è riservato al cliente. In caso di perdita o di utilizzo non autorizzato, il cliente è pregato di informare immediatamente l'Istituto Giordano.

# TORRI SOLARE

via...  
...  
...

tel. 030 9223044 - fax 030 9223073 - www.torriolare.it - info@torriolare.it

## MODELLO D.20

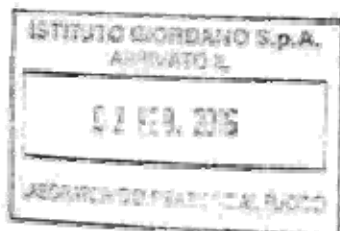
Si dichiara sotto la propria responsabilità civile e penale, che la campionatura di prova sarà prelevata dal materiale denominato TRS 150 BLUE di uso specifico come pannelli fotovoltaici.

Si dichiara inoltre che i pannelli fotovoltaici di seguito elencati:

- |                               |   |
|-------------------------------|---|
| 1) TRS XXX P (frameless)      | 72 celle, Potenza da 240W a 305W con 5W di step |
| 2) TRS XXX/220 P (frameless)  | 60 celle, Potenza da 200W a 255W con 5W di step |
| 3) TRS 54 XXX P (frameless)   | 54 celle, Potenza da 180W a 225W con 5W di step |
| 4) TRS 50 XXX P (frameless)   | 50 celle, Potenza da 165W a 210W con 5W di step |
| 5) TRS 48 XXX P (frameless)   | 48 celle, Potenza da 160W a 210W con 5W di step |
| 6) TRS XXX BLUE (frameless)   | 36 celle, Potenza da 120W a 150W con 5W di step |
| 7) TRS XXX T (frameless)      | 30 celle, Potenza da 100W a 125W con 5W di step |
| 8) TRS XXX/220 PI             | 60 celle, Potenza da 200W a 255W con 5W di step |
| 9) RXXX (frameless)           | 24 celle, Potenza da 90 a 110 watt              |
| 10) RXX (frameless)           | 20 celle, Potenza da 72 a 92 watt               |
| 11) RXX (frameless)           | 12 celle, Potenza da 45 a 55 watt               |
| 12) TRS XXX M (frameless)     | 72 celle, Potenza da 260W a 320W con 5W di step |
| 13) TRS XXX/220 M (frameless) | 60 celle, Potenza da 220W a 265W con 5W di step |
| 14) TRS XXX BLACK (frameless) | 36 celle, Potenza da 95W a 100W con 5W di step  |

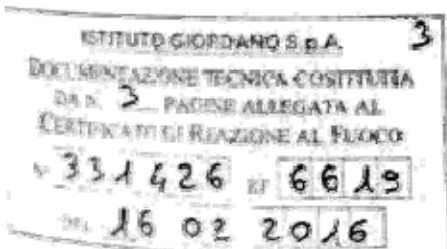
sono realizzati con i medesimi componenti, danno luogo alla medesima campionatura di prova e differiscono tra loro unicamente per forma e/o dimensione e/o efficienza elettrica e/o colore.

data 04/01/2016



Firma del Legale Rappresentante

TORRI SOLARE S.p.A.  
via...  
...  
...



ISTITUTO GIORDANO S.p.A.  
Il Direttore del Laboratorio di  
Reazione al Fuoco  
Dott. Gian Luigi Baffoni

*Gian Luigi Baffoni*

Pagina 1 di 1