

Impianti solari fotovoltaici: Dimensionamento, componenti, allacciamento alla rete elettrica

Francesco Groppi*

Dimensionamento

A differenza dei provvedimenti legislativi precedenti, il DM 19 febbraio 2007 non pone limiti alla potenza degli impianti fotovoltaici che possono fruire del finanziamento in Conto energia. In pratica, qualunque installazione con potenza di almeno 1 kW di picco può accedere alla tariffa incentivante.

Attualmente si stanno costruendo impianti con potenze tra loro molto differenti, ad esempio di alcuni kW allacciati alla linea elettrica BT monofase di singole abitazioni, o di qualche decina di kW allacciati alla linea elettrica BT trifase su edifici pubblici o privati, quali ad esempio palazzi uffici, scuole e alberghi. Infine, gli impianti di potenza superiore a 50÷100 kW, per arrivare fino a qualche MW, allacciati alla rete MT trovano posto frequentemente su capannoni industriali o su terreno.

A differenza degli impianti fotovoltaici per servizio isolato, gli impianti per servizio in parallelo alla rete non richiedono lo stesso attento dimensionamento basato sull'analisi dei carichi e sulla loro distribuzione nel tempo (estate/inverno, notte/giorno, ecc.). Questo perché il collegamento alla rete rende la gestione dell'energia molto flessibile, è però necessario tenere conto di alcuni vincoli che di fatto delimitano le possibilità di intervento o di sfruttamento delle opportunità previste dalla normativa. Tra questi i principali sono:

Potenza di picco e potenza massima lato c.a.

Per potenza di picco si intende la somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici, mentre la potenza massima è data dalla somma delle potenze massime di uscita degli inverter.

La potenza di picco viene spesso decisa "a priori" sulla base di considerazioni varie, quasi sempre legate a offerte commerciali o sulla scia di altre esperienze che si intende emulare. Questa scelta è rafforzata dal fatto che nei preventivi si evidenzia spesso il costo unitario in €/Wp. Tuttavia, al di là di ovvie considerazioni, di fatto la potenza di picco definisce la taglia dell'impianto in modo simile a quanto avviene per la cilindrata di un'automobile e pertanto risulta essere di uso comune.

La potenza massima lato c.a. costituisce invece un reale vincolo tecnico, in quanto non può superare la potenza di fornitura contrattuale e risulta determinante per stabilire a quale tipo di rete un impianto può essere connesso. Infatti alla rete monofase è possibile collegare solo impianti di potenza non superiore a 6 kW (CEI 11-20) e il limite di allacciamento alla bassa tensione risulta di regola compreso tra 50 e 75 kW (Enel DK 5940).

Si consideri inoltre che l'allacciamento di un impianto fotovoltaico di potenza considerevole in una zona poco servita dalla rete elettrica può

incidere eccessivamente sui costi, in quanto la spesa è per il 50% a carico del soggetto responsabile (Delibera AEEG 89/07). A questo proposito si tenga presente che, soprattutto in alcune zone montane o rurali, l'installazione di un impianto fotovoltaico potrebbe comportare la realizzazione ex-novo o il rifacimento della linea aerea di alimentazione.

Energia producibile

L'energia producibile, normalmente calcolata su base annuale, dipende dalla potenza di picco dell'impianto fotovoltaico, dal sito in cui si intende procedere alla realizzazione e dalle caratteristiche dei componenti utilizzati. Il valore risultante, E_{FV} , può essere ottenuto per mezzo della seguente formula:

Dove:

$$E_{FV} = \frac{365}{1.000} \times P_0 \times G \times K \times \eta_{BOS} \quad [\text{kWh}]$$

P_0 è la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico [Wp]

G è la radiazione solare media giornaliera sul sito considerato e sul piano dei moduli per metro quadrato. Si esprime in kWh/m² giorno o in ore equivalenti/giorno

K è un parametro adimensionale minore di 1 che tiene conto delle ombre riportate sull'impianto ed, eventualmente, di altri fattori quali lo sporco delle superfici frontali, i fenomeni di riduzione della potenza per invecchiamento, ecc. Valori tipici per K sono 0,90÷0,97.

η_{BOS} è un coefficiente adimensionale minore di 1 che tiene conto di tutte le inefficienze che si manifestano a valle dei moduli fotovoltaici. Tra queste, le principali sono:

- scostamento della temperatura dei moduli fotovoltaici dalle condizioni STC (perdita di potenza dovuta alla temperatura di cella mediamente più elevata di quella misurata in condizioni standard);
- mismatch tra i moduli fotovoltaici e tra le stringhe (squilibri nei circuiti in corrente continua dovuti principalmente alle tolleranze di produzione dei moduli fotovoltaici);
- perdite resistive nei circuiti in corrente continua e in corrente alternata;
- rendimento dell'inverter.

Non è facile stimare, anche approssimativamente, il valore medio di η_{BOS} , il quale risulta solitamente compreso tra 0,70 e 0,85.

Se si utilizza un programma di simulazione per la determinazione di P_0 , spesso il software tiene conto anche dell'effetto delle ombre sui moduli, per cui queste ultime non devono poi essere considerate nel calcolo di K (spesso, in questi casi, si considera $K = 1$). A titolo di esempio, in figura 1 è visibile come il programma SUNSIM tiene conto delle ombre riportate. Nel caso in cui l'impianto fotovoltaico funzioni in regime di scambio sul posto, è bene ricordare che l'energia producibile costituisce un reale vincolo, in quanto per sfruttare al meglio questa opportunità occorre che, su base annua, l'energia prodotta non superi l'energia consumata.

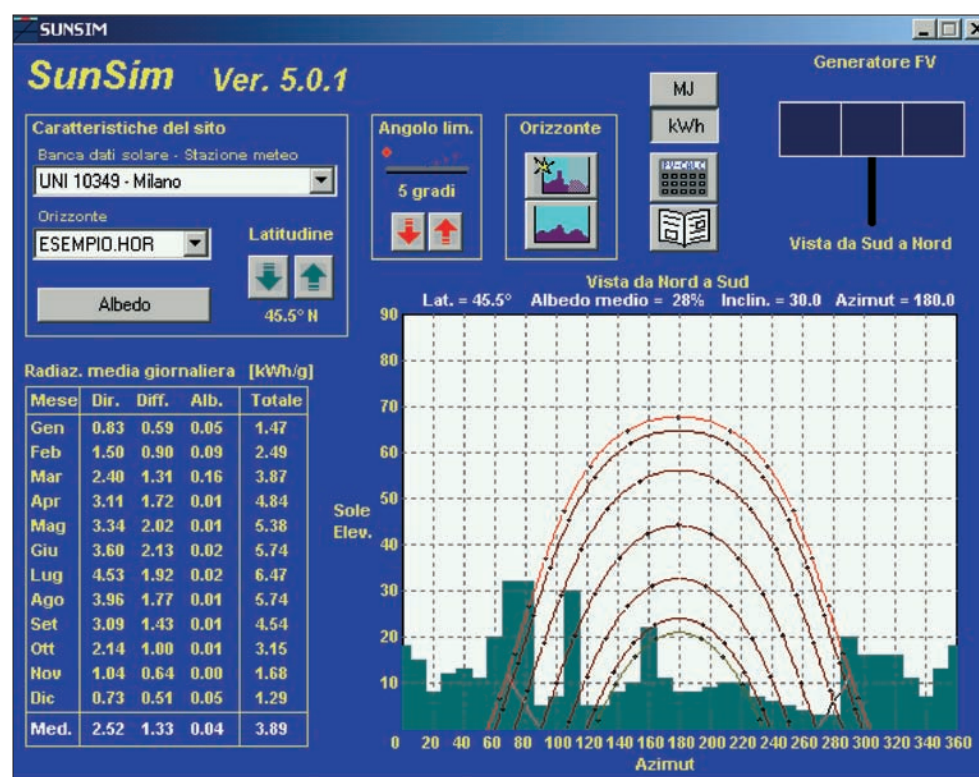


Figura 1 - Esempio di utilizzo di un programma di simulazione (SUNSIM) per il calcolo della radiazione solare sul piano dei moduli. Nel grafico è possibile notare la traiettoria dei percorsi solari e le ombre rilevate in un contesto urbano

Area occupata dall'impianto

Un vincolo molto importante di dimensionamento è costituito dall'area disponibile per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

Questo vale soprattutto nel caso di realizzazioni su edifici e strutture (impianti su falda, su solaio piano, su facciata, ecc.), ma il problema può presentarsi anche nel caso di impianti su terreno, specialmente se sono richieste vaste aree. Il problema delle autorizzazioni per i grossi impianti va sempre infatti tenuto presente, anche considerando il non omogeneo assetto normativo, variabile da regione a regione. Inoltre, talvolta non tutta l'area disponibile risulta essere in pratica utilizzabile per l'installazione di moduli fotovoltaici. Si pensi, ad esempio, al problema delle ombre dovute a canne fumarie, antenne paraboliche e parapetti per gli impianti dislocati su edifici.

Capitale disponibile per l'investimento

Infine, anche questo parametro non tecnico, rappresentato dal budget dell'investimento rappresenta un vincolo di non poco conto alla realizzazione dell'impianto.

Scelta dei componenti

La progettazione e relativa realizzazione di un impianto fotovoltaico comporta la scelta di diversi componenti e apparati quali: moduli fotovoltaici, inverter, strutture di sostegno, cavi e connettori, quadri elettrici, protezioni, misuratori e sistema di monitoraggio. Inoltre, se l'impianto è allacciato alla media tensione va aggiunta la

cabina MT/BT con relativo trasformatore e celle MT contenenti interruttori, sezionatori e protezioni. Nel seguito sono brevemente descritti alcuni di questi componenti.

Moduli fotovoltaici

Riguardo ai moduli fotovoltaici, la scelta cade quasi sempre su quelli in silicio monocristallino o policristallino. Il film sottile in silicio amorfo costituisce una scelta altrettanto valida ma questa tecnologia risulta avere una diffusione minore rispetto alle precedenti, anche perché, a causa della minore efficienza, l'area occupata dall'impianto risulta essere circa doppia.

Attualmente, si stanno facendo strada anche i moduli fotovoltaici a film sottile realizzati con materiali diversi dal silicio: in primo luogo diselenuro di indio e rame (CIS) e telloruro di cadmio (CdTe).

Soprattutto per i secondi, gli attuali prezzi praticati dai costruttori lasciano ben sperare in una convenienza economica di questa tecnologia. Tuttavia, la mancanza di dati a riguardo non permette ancora di intraprendere delle valide comparazioni.

L'efficienza di conversione dei moduli fotovoltaici dipende innanzitutto dal tipo di celle utilizzate.

Una volta che queste sono state incapsulate nel modulo fotovoltaico, quest'ultimo presenta un'efficienza minore rispetto a quella delle singole celle per via della spaziatura fra di esse, dei collegamenti e della presenza del rivestimento trasparente anteriore. In figura 2 si può vedere una fase della realizzazione in fabbrica di un modulo fotovoltaico con le celle già disposte sul vetro anteriore.



Figura 2 – Realizzazione di un modulo fotovoltaico. Si possono notare le celle uniformemente spaziate e disposte sul supporto costituito dal vetro anteriore (Fonte EPIA)

Dalle celle monocristalline realizzate con gli attuali criteri ci si aspetta un'efficienza del 16÷18%, fino ad arrivare al 20% nel caso di eterogiunzioni cristallino-amorfe (HIT).
Le celle policristalline hanno un'efficienza minore, pari solitamente al 14÷16%, mentre per le celle in silicio amorfo non si supera l'8÷10% dopo il periodo iniziale di assestamento. Per i rimanenti film sottili l'efficienza si aggira intorno al 10%.
In figura 3 è possibile vedere alcune celle in silicio policristallino pronte per essere utilizzate nella realizzazione dei moduli fotovoltaici.



Figura 3 – Celle in silicio policristallino complete di terminazioni per il collegamento (Fonte EPIA)

E' importante che i moduli fotovoltaici rispondano a determinati requisiti di qualità, allo scopo di garantirne la sicurezza, le prestazioni e la durata nel tempo. Tra questi, per gli impianti in parallelo alla rete è molto importante l'isolamento in classe II delle parti attive con l'esterno (a meno che la sezione c.c. non sia di tipo SELV, ma è un'eventualità poco frequente).
Inoltre, come richiesto anche dal DM 19 febbraio 2007 (Conto energia), i moduli fotovoltaici devono essere stati provati al tipo secondo la norma CEI EN 61215 se in silicio monocristallino o policristallino, o secondo la norma CEI EN 61646 se in film sottile. Perché la certificazione sia ritenuta valida è importante che il laboratorio sia accreditato presso l'organismo di certificazione europea EA.
Nel caso di integrazione architettonica il citato DM ammette delle deroghe ma solo per giustificati motivi e comunque richiede altre certificazioni che attestino la qualità dei moduli fotovoltaici.
A titolo di esempio, si riporta l'elenco delle prove a cui è sottoposto un modulo fotovoltaico secondo le norme citate.

Prove comuni a CEI EN 61215 e CEI EN 61646

- Ispezione visiva
- Prestazioni a STC
- Prova di isolamento
- Misura dei coefficienti di temperatura
- Misura di NOCT
- Prestazioni a NOCT
- Prestazioni a basso irraggiamento
- Prova di esposizione in esterno

- Prova di tenuta e surriscaldamento localizzato
- Prova all'UV
- Prova di cicli termici
- Prova di umidità e congelamento
- Prova di caldo umido
- Prova di robustezza dei terminali
- Prova di svergolamento
- Prova di caricamento meccanico
- Prova di grandine

Prove aggiuntive CEI EN 61646

- Esposizione prolungata alla luce
- Ricottura
- Prova di corrente di dispersione in ambiente umido

Negli impianti, i moduli fotovoltaici sono collegati tra loro in serie, così da formare delle stringhe. Le stringhe sono poi collegate tra loro in parallelo fino a formare il campo o generatore fotovoltaico.

E' importante che in un medesimo generatore fotovoltaico le stringhe siano tutte formate dallo stesso numero di moduli. Di regola non è inoltre ammesso l'utilizzo di moduli differenti tra loro.

Inverter

La taglia degli inverter per applicazioni fotovoltaiche va da poco meno di 1 kW fino a centinaia di kW in configurazione monofase o trifase e con diverse modalità di conversione della potenza.

L'inverter deve innanzitutto convertire la potenza prodotta in corrente continua dal generatore fotovoltaico,

costituito dall'insieme dei moduli collegati tra loro in serie e parallelo, in corrente alternata con caratteristiche opportune a non generare disturbi o malfunzionamenti sulla rete elettrica.

Come prima cosa, l'inverter deve adattare la propria impedenza di ingresso a quella del generatore fotovoltaico, la cui caratteristica non è per niente lineare, come si può vedere dalla figura 4.

Si può inoltre notare che a differenti valori di irraggiamento solare corrispondono altrettante curve tensione-corrente del generatore fotovoltaico.

In assenza di fenomeni particolari, ogni curva contiene un punto in cui la potenza è massima ed è quindi necessario che l'inverter sia in grado di variare la propria impedenza di ingresso per intercettare tale punto. Il circuito che svolge questa funzione è detto MPPT (Maximum Power Point Tracker).
Tuttavia, la flessibilità del circuito di ingresso dell'inverter non si limita alla ricerca del punto di massima potenza.

In particolare, la finestra di tensione deve essere piuttosto ampia al fine di far fronte alle variazioni di tensione del generatore fotovoltaico con la temperatura e permettere una certa libertà nella configurazione impiantistica.

Riguardo a questo aspetto, negli inverter commerciali, il rapporto tra le tensioni massime e minime è normalmente compreso tra 1:2 e 1:3.

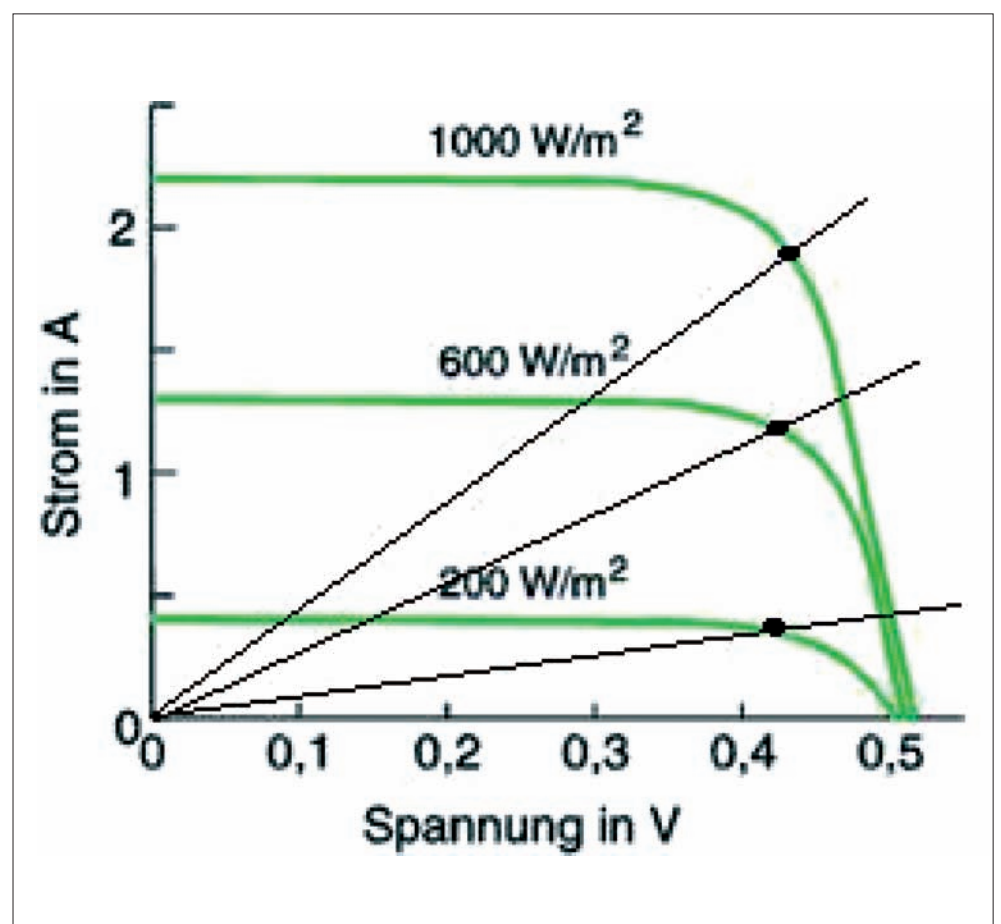


Figura 4 – Curve caratteristiche di un generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento solare. L'inverter deve variare di conseguenza la propria impedenza di ingresso per intersecare i punti in cui è massima la potenza elettrica disponibile

Il rendimento di conversione è anch'esso un parametro molto importante di scelta dell'inverter. Normalmente esso varia in funzione della potenza di uscita con un andamento del tipo mostrato in figura 5. A questo proposito, i costruttori forniscono normalmente la Maximum efficiency e la euro efficiency, quest'ultima calcolata come media pesata del rendimento in differenti condizioni di funzionamento. Tipicamente, gli inverter senza trasformatore presentano un rendimento leggermente maggiore rispetto a quelli dotati di trasformatore (sull'uscita o interstadio).

Altri componenti

Tra gli altri componenti presenti in un impianto fotovoltaico vale la pena di menzionare i cavi lato c.c. che devono avere particolari caratteristiche di resistenza agli agenti esterni. Attualmente sono molto utilizzati i cavi Solar di varie marche, che presentano caratteristiche migliori rispetto al più tradizionale H07RN-F. Se nel generatore fotovoltaico sono presenti connettori ad innesto rapido, è bene che siano di buona qualità. Spesso inoltre conviene utilizzare gli scaricatori di sovratensione (SPD) a salvaguardia degli inverter e

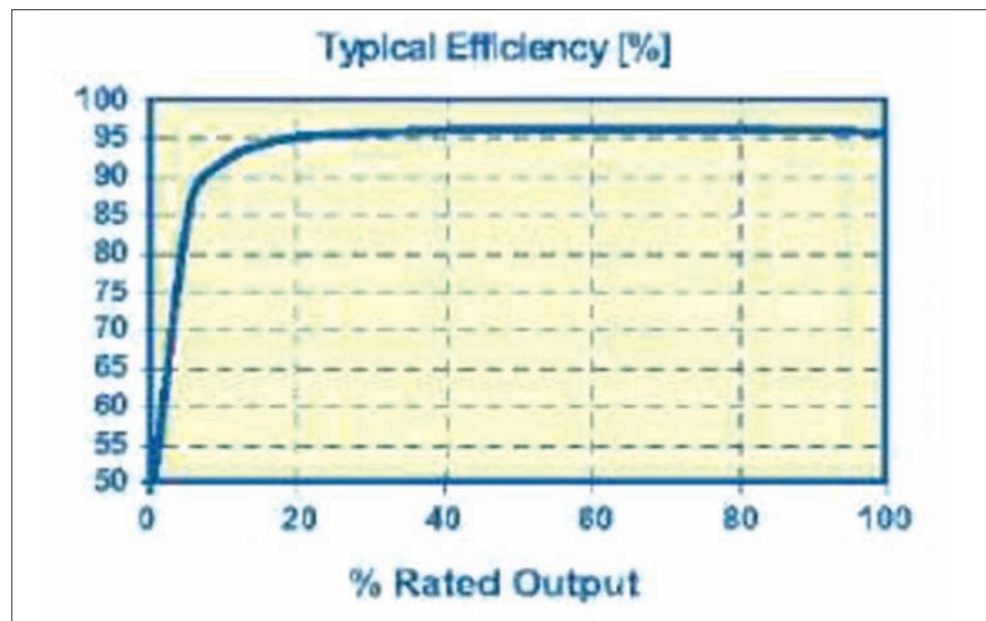


Figura 5 - Andamento tipico del rendimento di un inverter per applicazioni fotovoltaiche in funzione della potenza di uscita

Gli stadi di uscita di un inverter devono comportarsi nei confronti della rete elettrica come un generatore di corrente. La forma d'onda a 50 Hz deve essere quanto più sinusoidale possibile e comunque deve rispettare le normative vigenti in termini di compatibilità elettromagnetica. In particolare, si segnalano la CEI EN 61000-3-2 fino a 16 A per fase e la CEI EN 61000-3-12 fino a 75 A per fase. Tuttavia, grazie alla ormai totale adozione dei circuiti PWM (Pulse Width Modulation) sull'uscita, il rispetto delle prescrizioni EMC risulta in pratica sempre soddisfatto. Per quanto riguarda l'eventuale presenza di una componente continua in uscita, questa non deve superare i valori indicati nella norma CEI 11-20;V1. Normalmente non pongono invece problemi lo sfasamento tra tensione e corrente, che deve essere prossimo a 0, e il flicker, che nel fotovoltaico risulta essere praticamente assente. Gli inverter, soprattutto quelli di piccola potenza, contengono normalmente al loro interno le protezioni e il dispositivo di interfaccia (descritti più oltre). E' possibile sfruttare questa opportunità, ma solo a determinate condizioni: in un impianto è ammesso un solo dispositivo di interfaccia a meno che la potenza non sia inferiore o uguale a 20 kW. In questo caso però in numero massimo consentito è 3.

uno o più IMS su entrambi i poli al fine di togliere alimentazione all'inverter durante le operazioni di manutenzione e in caso di emergenza. Questi dispositivi devono però essere idonei all'impiego in corrente continua per le tensioni massime del circuito. Sul circuito c.a. troviamo alcuni interruttori automatici e i contattori, tra cui quello per la remunerazione della tariffa incentivante in conto energia. E' importante che l'installazione sia conforme a quanto riportato nella delibera AEEG 88/07. Se la potenza è superiore a 20 kW, il contatore è inoltre soggetto all'approvazione ed ai sigilli dell'UTF (Ufficio territoriale di Finanza). Da non dimenticare infine, il monitoraggio dell'impianto. Questa operazione è sempre possibile con i moderni inverter di piccola taglia, che sono in grado di interfacciarsi con PC e acquisitori dati. Nel caso di grossi impianti è invece necessario realizzare veri e propri sistemi di monitoraggio dedicati.

Allacciamento alla rete elettrica

È possibile allacciare gli impianti fotovoltaici alla rete su linea monofase o trifase. L'allacciamento di impianti monofasi alla rete BT è ammesso fino alla potenza massima lato rete di 6 kVA (norma CEI 11-20;V1), è però

possibile realizzare impianti trifasi con generatori monofasi purché lo squilibrio tra le singole fasi non superi i 6 kW (Enel DK 5940). Per la rete MT invece, la connessione di generatori monofase non è consentita (Enel DK 5740). Per gli impianti trifasi allacciati alla rete BT la norma CEI 11-20 non riporta dei valori limite di potenza complessiva, ma prescrive che la potenza deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete stessa. Il documento Enel DK 5940 specifica invece, indicativamente, che gli impianti di produzione complessiva ≤ 50 kW devono essere allacciati alla rete BT, mentre gli impianti di potenza > 75 kW devono essere allacciati alla rete MT. La norma CEI 11-20 prevede tre dispositivi di protezione per gli impianti allacciati alla rete pubblica, che in prima approssimazione possono essere così elencati:

- Dispositivo di generatore, per intervento su guasto del sistema di produzione
- Dispositivo di interfaccia, per intervento su guasto della rete pubblica
- Dispositivo generale, per intervento su guasto del sistema elettrico del produttore.

In figura 6 è mostrata la configurazione generale riportata nella norma, con indicata la collocazione dei dispositivi di protezione da inserire tra l'uscita del gruppo di conversione della potenza (Sistema di produzione) e il punto di consegna alla rete BT o MT.

La rete locale (rete autoproduttore) può essere in parte abilitata al funzionamento in isola, anche se questa eventualità al momento si verifica molto raramente con gli impianti fotovoltaici. Il dispositivo di generatore è un contattore che interviene in caso di guasto dell'inverter, mentre il dispositivo generale è spesso costituito dall'interruttore automatico posto immediatamente a valle del punto di consegna. Il dispositivo di interfaccia è invece quello su cui maggiormente si concentra l'attenzione delle società di distribuzione dell'energia, perché considerato di maggiore importanza per il servizio elettrico. La sua mancata apertura a seguito di un guasto della rete pubblica potrebbe infatti, almeno in teoria, far sì che il generatore fotovoltaico continui ad alimentare il guasto, introducendo così situazioni di pericolo per le persone e le apparecchiature. La norma CEI 11-20 stabilisce quali sono le protezioni che devono intervenire sul dispositivo di interfaccia negli impianti connessi ai sistemi di I categoria (bassa tensione) e di II categoria (media tensione), almeno fino ad una certa potenza¹:

- minima frequenza;
- massima frequenza;
- minima tensione;
- massima tensione;
- eventuale altra protezione di perdita rete da concordare con il distributore.

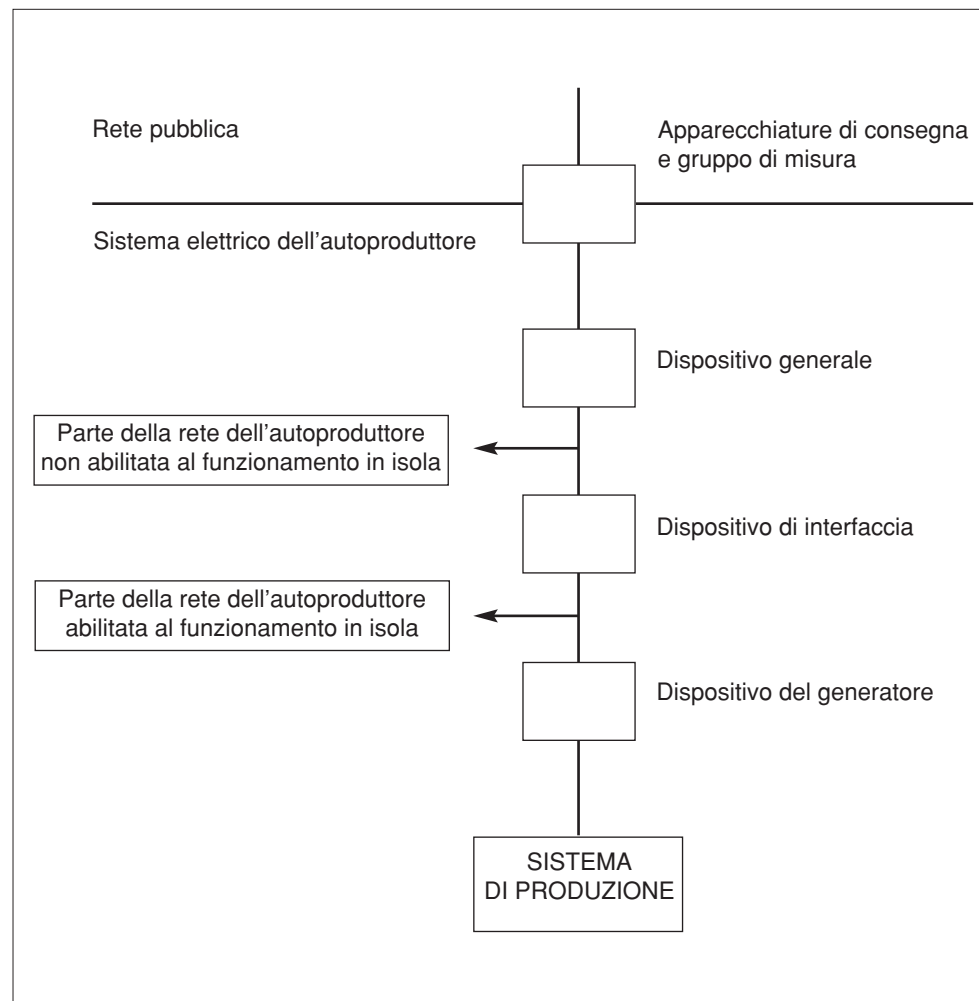


Figura 6 - Configurazione generale di un impianto di produzione allacciato alla rete elettrica e sistema di protezioni secondo la norma CEI 11-20

Per gli impianti allacciati alla rete BT i valori i soglia delle protezioni e i tempi di intervento sono specificati nel documento Enel DK 5940 come riportato nella tabella seguente. Negli impianti di dimensione medio-grande, le protezioni di interfaccia,

così come gli altri dispositivi di manovra e comando sono racchiusi in un quadro c.a. (figura 7) I costi e i tempi di allacciamento alla rete di bassa tensione per li impianti fotovoltaici sono disciplinati dalla delibera AEEG 89/07.

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo di intervento
Massima tensione	Unipolare/tripolare	$\leq 1,2 V_n$	$\leq 0,1 s$
Minima tensione	Unipolare/tripolare	$\geq 0,8 V_n$	$\leq 0,2 s$
Massima frequenza	Unipolare	50,3 o 51 Hz (*)	Senza ritardo intenzionale
Minima frequenza	Unipolare	40,7 o 49 Hz (*)	Senza ritardo intenzionale
Derivata di frequenza (se richiesta)	Unipolare	0,5 Hz/s	Senza ritardo intenzionale

(*) Le tarature a 49 e 51 Hz possono essere adottate qualora le variazioni di frequenza di rete, in condizioni di esercizio, siano tali da provocare interventi intempestivi con le soglie a 49,7 e 50,3 Hz

¹ Per potenze superiori a 200 kVA è richiesto anche l'intervento per massima tensione omopolare

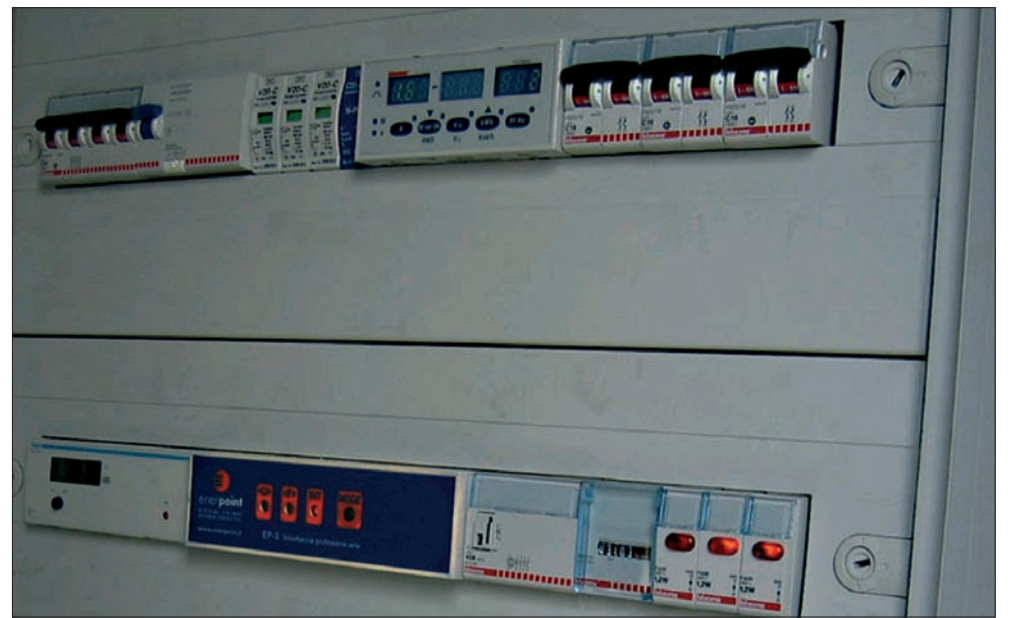


Figura 7 - Esempio di quadro c.a. per impianto fotovoltaico (Fonte: Fotovoltaico in Sardegna)

*Francesco Groppi,
Ricercatore e Progettista nel campo
del solare fotovoltaico

**SERIE
14**

Temporizzatore luce scale 16 A

NEW GENERATION



MADE IN ITALY

Gamma di relè temporizzatori luce scale

- Larghezza un modulo 17.5 mm
- Scala tempi da 30 s a 20 min
- Commutazione del carico "zero crossing"
- Preavviso di spegnimento (modello 14.01)
- Tipo 14.81: cablaggio compatibile con versioni elettromeccaniche
- Adatti per impianti a 3 e 4 fili, con riconoscimento automatico
- Indicatore LED
- Contatti senza Cadmio
- Utilizzabili con pulsanti luminosi
- Involucro "blade + cross": regolatore, selettori rotativi funzioni/scale tempi e gancio barra 35 mm, manovrabili con cacciaviti sia a taglio che a croce



ISO 9001:2000 ISO 14001:2004



finder[®]

Produttore di relè e temporizzatori dal 1954

www.finder.it

catalogo on-line