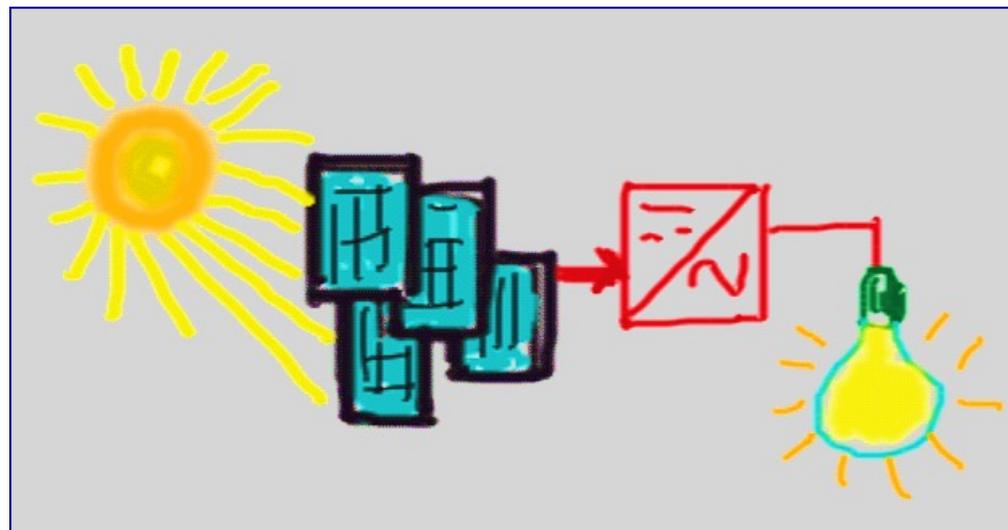




Emilia - Romagna

# **IMPIANTI FOTOVOLTAICI e SUPERBONUS 110%**

**Produzione fotovoltaica e impianti collegabili: quadro  
normativo, agevolazioni, tecnologie,  
dimensionamento e collaudo.**



## CONDIZIONI PER LA DETRAZIONE 110%

1. Potenza massima dell'impianto 20 kW
2. Cessione in favore del GSE dell'energia immessa in rete.  
Ritiro Dedicato (RID) con valore nullo dell'energia
3. Colonnine di ricarica (fornitura e posa ed aumento di potenza della fornitura fino a 7 kW) con potenza massima 22 kW e minima 3,7 kW non accessibili al pubblico
4. Calcolo dei costi con il prezziario dei lavori pubblici regionale o DEI (oppure analisi dei prezzi per le voci mancanti)
5. Asseverazione tecnica ed economica da parte di un professionista

## MASSIMALI PER LA DETRAZIONE 110%

1. Limite di spesa € 2.400 / kWp; ridotto a € 1.600/kWp per interventi con ristrutturazioni edilizie (articolo 3, comma 1, lett. d), e) ed f) del Dpr n. 380/2001) con un massimale di € 48.000
2. Limite di spesa di € 1.000 /kWh per i sistemi di accumulo con un massimo di € 48.000
3. Limite di spesa delle colonnine di ricarica auto di
  - € 2.000 per unifamiliari
  - € 1.500 per ogni colonnina fino a 8 colonnine
  - € 1.200 per ogni colonnina per più di 8 colonnine

Oneri tecnici ed IVA compresi

### DM 37/08

Regolamento ... recante riordino delle disposizioni in materia di attivita' di installazione degli impianti all'interno degli edifici" (ex legge 46/90)

- I sistemi di generazione fotovoltaica **fino a 20 kW** ricadono nell'ambito di applicazione del **DM n. 37/08 (ex legge 46/90)** quando sono "...posti al servizio degli edifici..." (art. 1 comma 1) e rientrano tra gli impianti previsti dall'art. 1 comma 2 lettera a)
- Nell'art. 2 lettera e) viene precisato che "Nell'ambito degli impianti elettrici rientrano anche quelli di autoproduzione di energia fino a 20 kW nominale ..."

- I soggetti abilitati all'installazione sono quelli specificati dalla legislazione vigente, con riferimento al DM n.37/08 (ex legge 46/90)
- I sistemi di generazione fotovoltaica superiori a 20 kW, non installati su edificio, non ricadono nell'ambito di applicazione del DM 37/08 ne del DLgs 28/11

### D.Lgs. n. 28/11

Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili ...

- Il D.Lgs. 28/11 stabilisce i **requisiti professionali obbligatori** per l'installazione e manutenzione straordinaria di **sistemi solari fotovoltaici** (oltre che caldaie, caminetti e stufe a biomassa)

- Il 12/06/2014 la Conferenza delle Regioni ha approvato un documento sullo standard formativo previsto su **80 ore complessive**

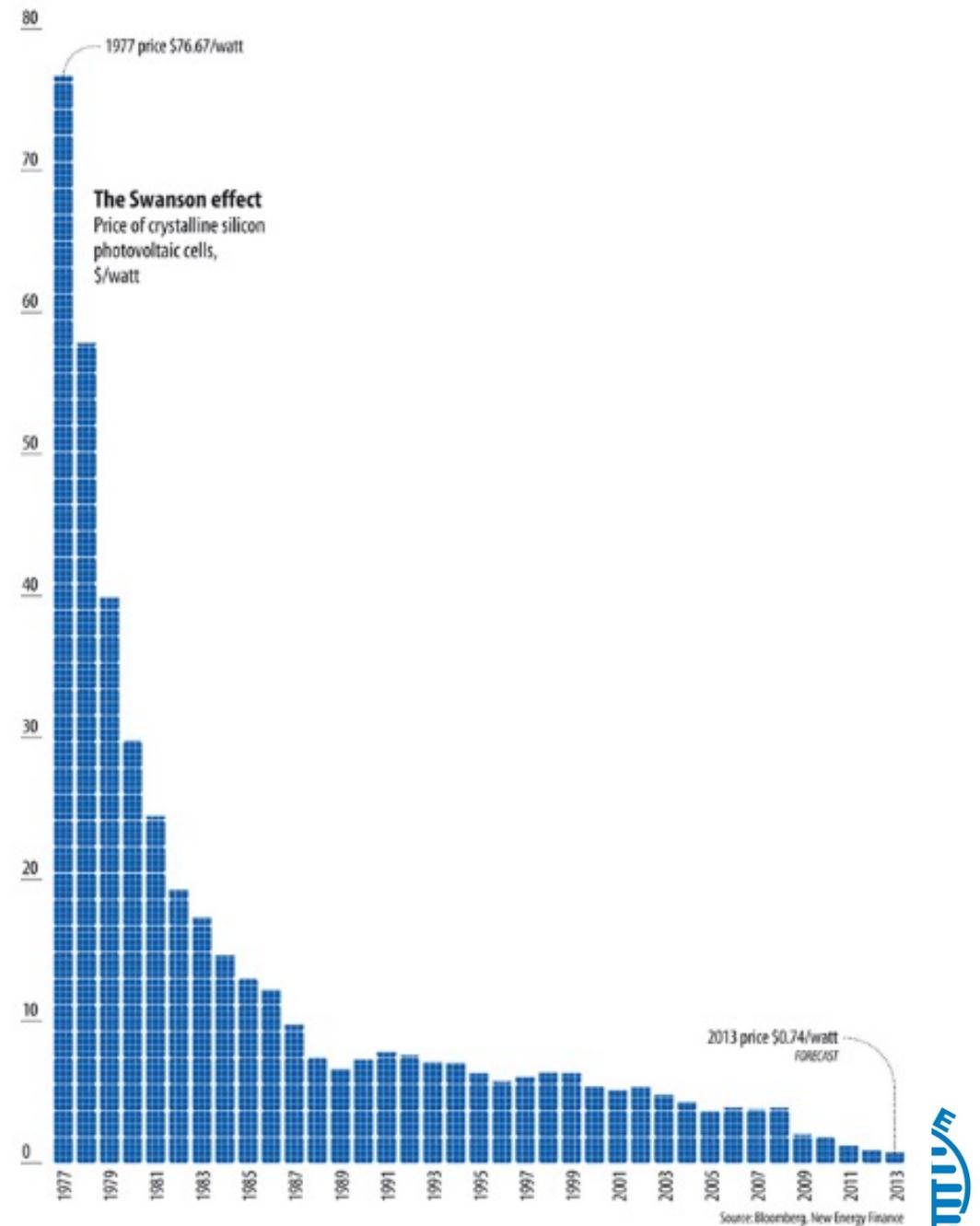
- Per i requisiti professionali sono ritenuti idonei e sufficienti quelli del DM 37/08 lettere **a)** e **b)**, oltre che la lettera **c)** previa partecipazione a programma di formazione stabilito dalle Regioni (Per le Regioni il termine iniziale del 31/12/2012 è stato poi prorogato fino al 31/12/2016)

- **20 ore** per il modulo comune
- **60 ore** per i moduli specifici (di cui almeno 20 di pratica)
- Prova finale con rilascio di certificato di *"Installatore e manutentore straordinario di impianti energetici alimentati da fonti rinnovabili"*
- Per tutti coloro che hanno conseguito la qualificazione è obbligatoria una formazione di **aggiornamento** ogni 3 anni con durata minima di **16 ore**

# Il mercato dei prodotti solari: riduzione dei costi dei moduli PV

Riduzione dei costi dei moduli in silicio cristallino/policristallino:

- 1977: 77 \$/watt
- 2013: 0,74 \$/watt
- 2020: 0,28 \$/watt



Fonte: Bloomberg New Finance

## Ripartizione per classi di potenza a tutto il 2015

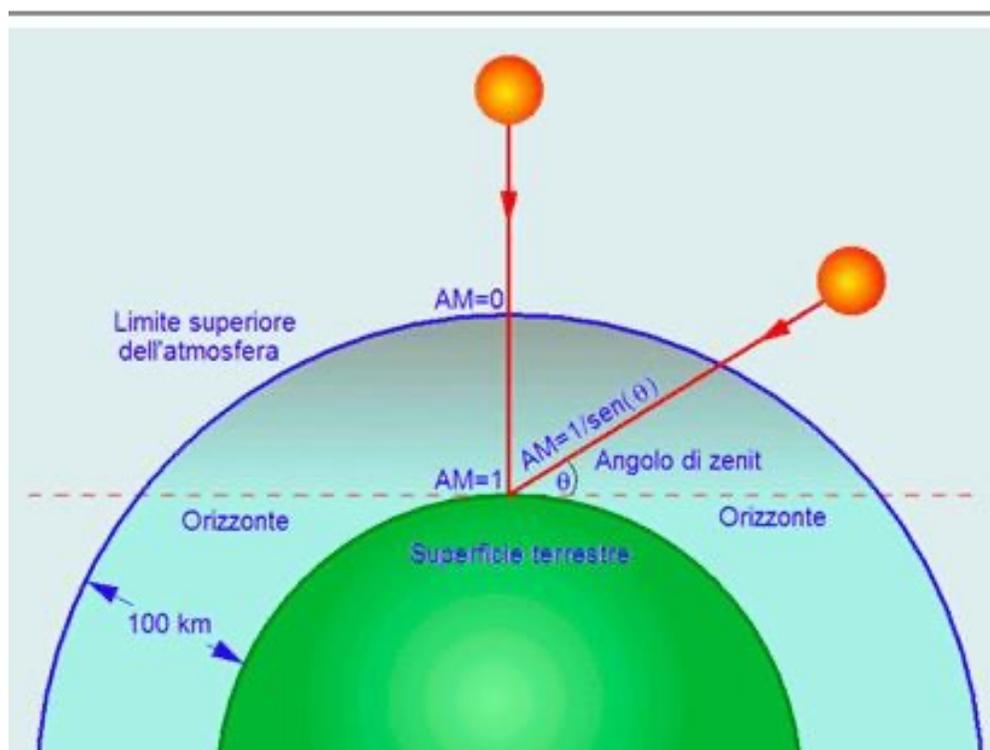
Installati al 31/12/2015      *Var % 2015/2014*

Classi di potenza (kW)	n°	MW	n°	MW
1<=P<=3	228.267	626,9	+7,1	+6,9
3<P<=20	398.205	2.941,6	+6,4	+5,3
20<P<=200	50.233	3.932,2	+2,2	+2,0
200<P<=1.000	10.566	7.266,0	+0,6	+0,4
1.000<P<=5.000	945	2.318,7	+0,3	+0,3
P>5.000	182	1.806,8	+0,0	+0,0
<b>Totale</b>	<b>688.398</b>	<b>18.892,1</b>	<b>+6,2</b>	<b>+1,6</b>

91%

19%

La radiazione solare è l'energia elettromagnetica emessa dai processi di fusione nucleare che avvengono nel Sole



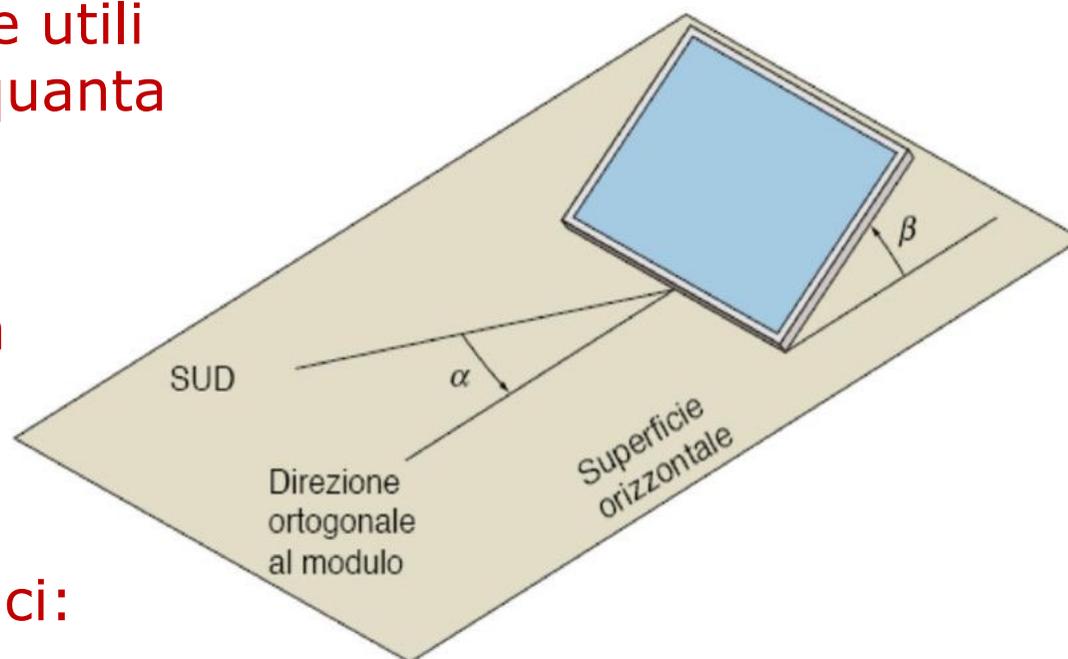
Quando i raggi solari attraversano l'atmosfera, oltre a diminuire la potenza per effetto dell'assorbimento in atmosfera, cambia anche il «colore» dei raggi. E' noto infatti

Oltre a diminuire la potenza cambia anche lo spettro dei raggi di sole che colpiscono i nostri pannelli.

Per definire lo spettro si utilizza un indice di massa detto «AM»

Per capire quale sarà il beneficio di un impianto fotovoltaico, ed esempio, sarà fondamentale capire l'energia che produrrà in un arco di tempo. E' utile ad esempio capire quanta energia arriverà sui moduli nell'arco di un anno

- Sono pertanto estremamente utili dei dati storici che stimano quanta energia arriverà su una determinata superficie.
- Per stimare tale energia sarà necessario sapere
  1. Latitudine e longitudine
  2. Orientamento della superfici: Azimut e Tilt



- Tali dati sono su base storica, in funzione di rilevamenti effettuati ed calcolati con metodo di interpolazione per poter prendere in esame tutti i casi
- Tale valore si può dare in varie unità di misura, la più utilizzata è **kWh/m<sup>2</sup>** pari numericamente, ai kWh/kWp, pari pertanto anche alle ore equivalenti, essendo l'irraggiamento solare «standard» pari a 1000W/m<sup>2</sup>
- Valori tipici sono 1500-1800 kWh/m<sup>2</sup>
- Tali dati si possono desumere dai siti dell'ENEA (Solaritaly) o PVGIS

- Alle nostre latitudini il miglior irraggiamento per moduli fissi si ottiene con orientamento a sud (0°) e inclinazione di 30°
- In tal modo l'irraggiamento annuo aumenta di circa il 13% rispetto al piano orizzontale

# Valutazione dell'energia solare incidente su una superficie

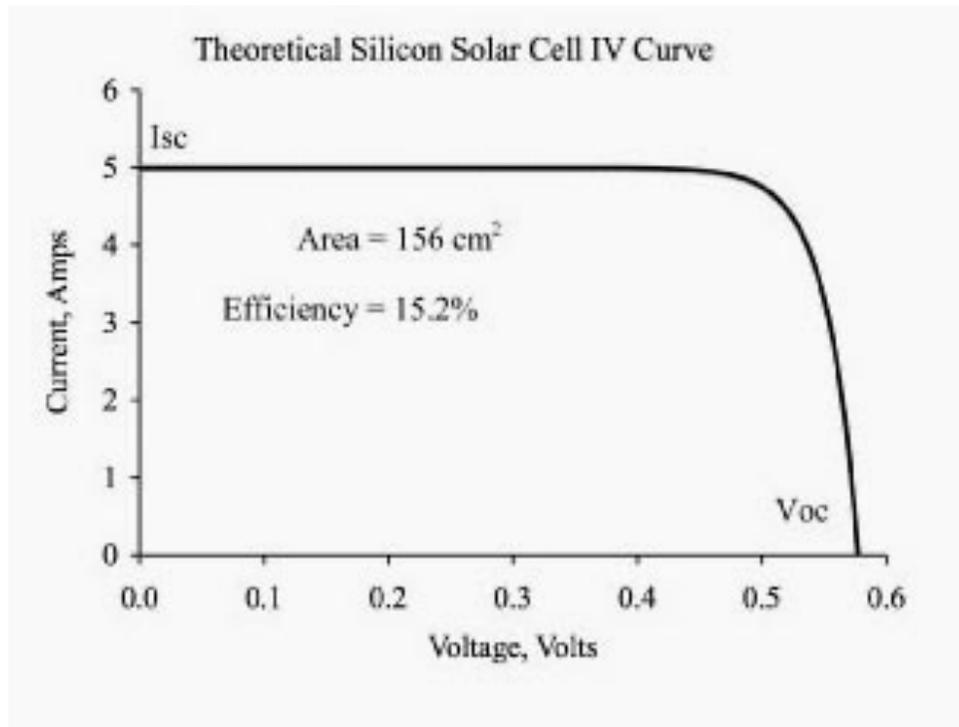
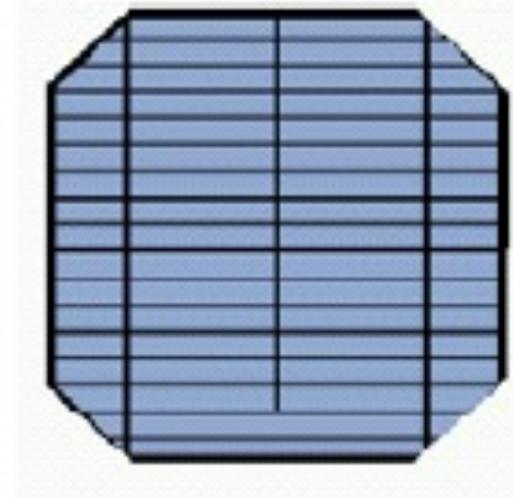
Coefficienti da applicare alla radiazione solare sul piano orizzontale per ottenere la radiazione su superfici inclinate e orientate, per il Nord Italia

Inclinazione	Orientamento				
	0° sud	±15°	±30°	±45°	±90° (ovest – est)
0°	100	100	100	100	100
10°	107	106	106	104	99
15°	109	109	107	106	98
20°	111	110	109	107	96
30°	113	112	110	107	93
40°	112	111	109	105	89
50°	109	108	105	102	83
60°	103	99	96	93	77
70°	95	95	93	89	71
90°	74	74	73	72	57

Alcuni valori tipici di irraggiamento in funzione del tempo meteorologico e suddivisione fra radiazione diretta e radiazione diffusa

Condizioni atmosferiche								
Radiazione solare	Cielo sereno	Nebbia	Nuvoloso	Disco solare giallo	Disco solare bianco	Sole appena percettibile	Nebbia fitta	Cielo coperto
								
globale	1000 W/m <sup>2</sup>	600 W/m <sup>2</sup>	500 W/m <sup>2</sup>	400 W/m <sup>2</sup>	300 W/m <sup>2</sup>	200 W/m <sup>2</sup>	100 W/m <sup>2</sup>	50 W/m <sup>2</sup>
diretta	90%	50%	70%	50%	40%	0%	0%	0%
diffusa	10%	50%	30%	50%	60%	100%	100%	100%

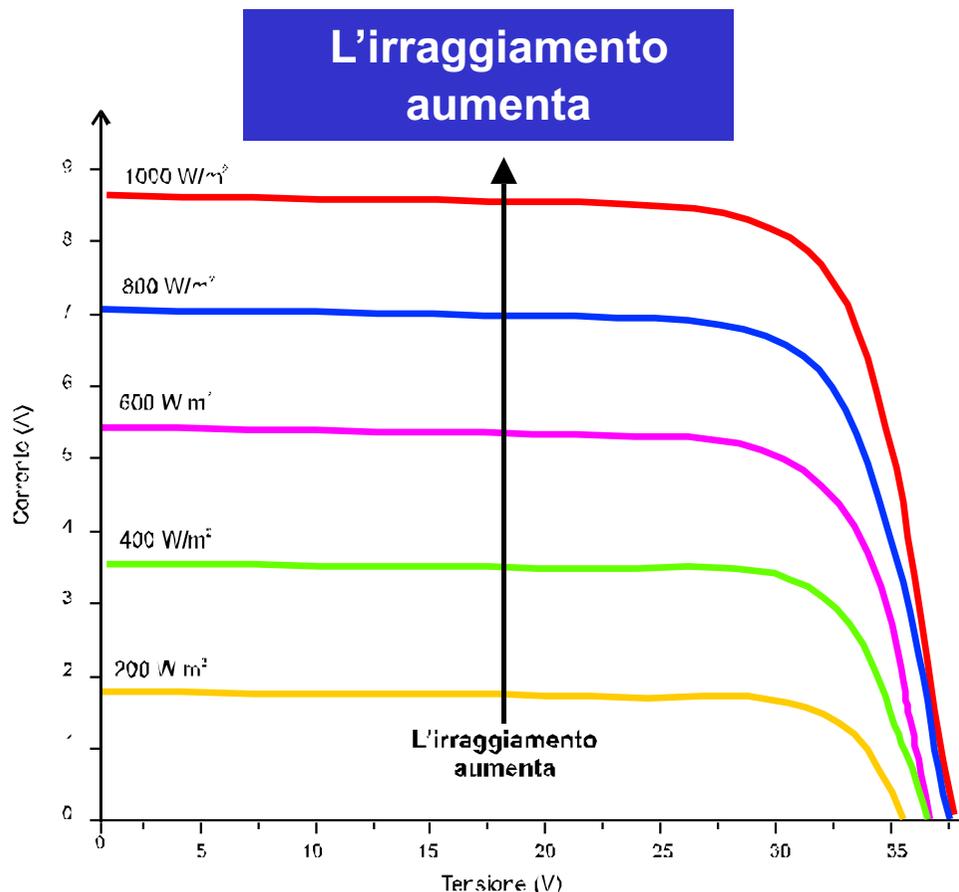
Ogni cella è un piccolo generatore di tensione, con una curva caratteristica come quella riportata



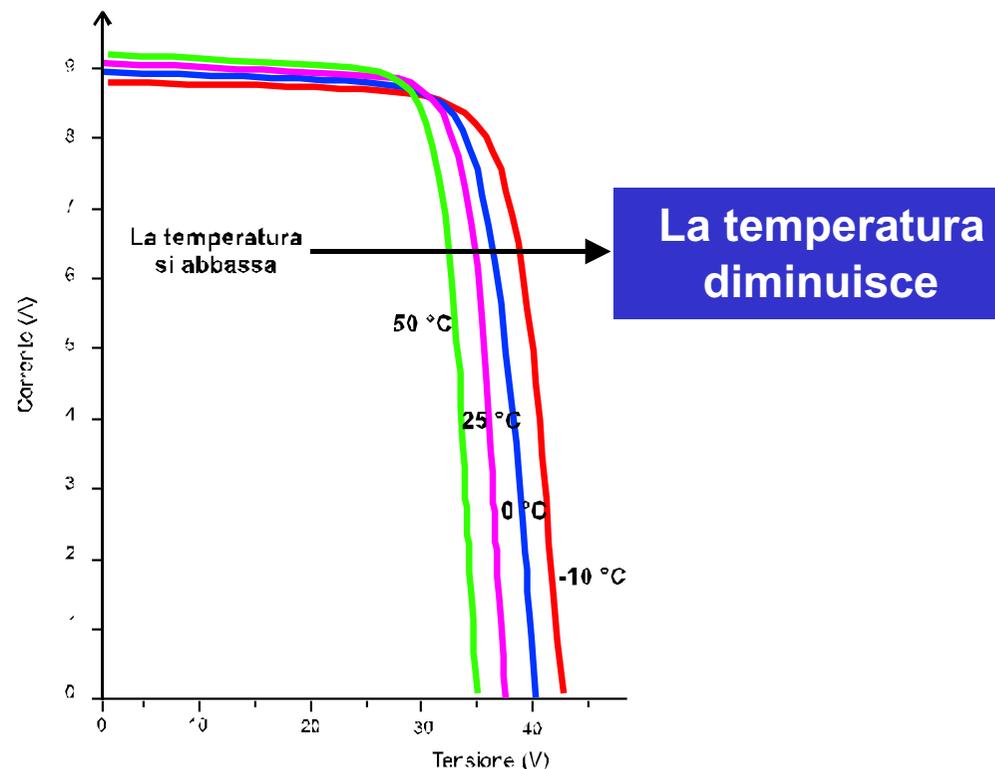
Tale curva è fortemente influenzata, come vedremo in seguito, dalla quantità di irraggiamento e dalla temperatura della cella.

# I moduli fotovoltaici

**I noduli sono un insieme di più celle (es. 60, 72, 96) collegate in serie e/o in parallelo. Si arriva pertanto ad avere la caratteristica elettrica dei moduli, come di seguito riportata**



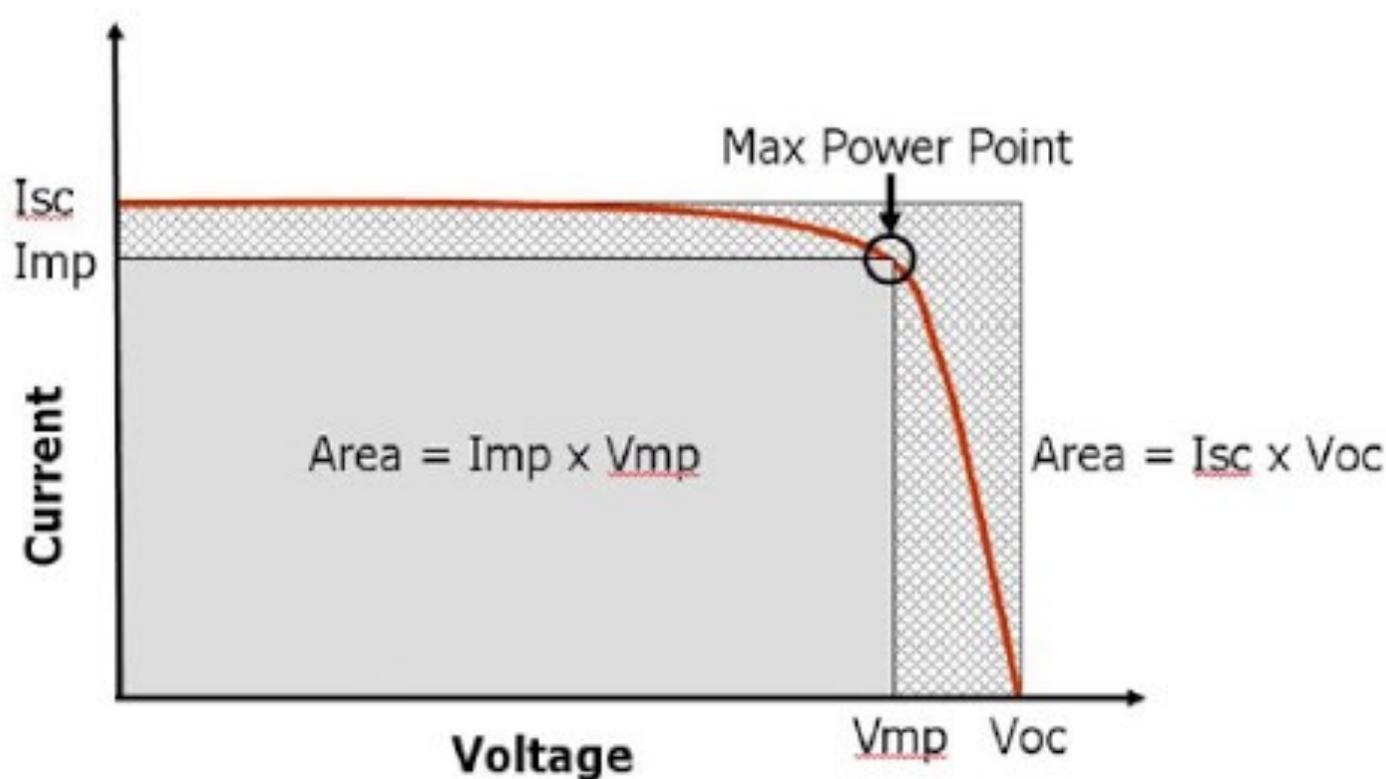
- Curve tensione/corrente in funzione dell'irraggiamento



- Maggior rendimento alle basse temperature

La potenza erogata dal pannello dipende dal carico collegato. In funzione del carico infatti, con un dato irraggiamento e con una data temperatura, si può lavorare con I e V differenti. La Potenza erogata è quindi il prodotto di V per I

Il punto di massima potenza (MPP – Maximum Power Point) è il punto dove il prodotto  $V \times I$  è maggiore



La **potenza nominale (o di picco) di un modulo fotovoltaico** è la massima potenza elettrica capace di erogare, ossia nel MPP, con le condizioni di prova «STC» (Standard Test Condition) ossia

- Irraggiamento  $1000\text{W}/\text{m}^2$
- Temperatura delle celle  $25\text{ }^\circ\text{C}$
- Indice di massa  $AM = 1,5$

## I moduli fotovoltaici

I dati elettrici caratteristici di un modulo fotovoltaico sono riferite alle condizione STC:

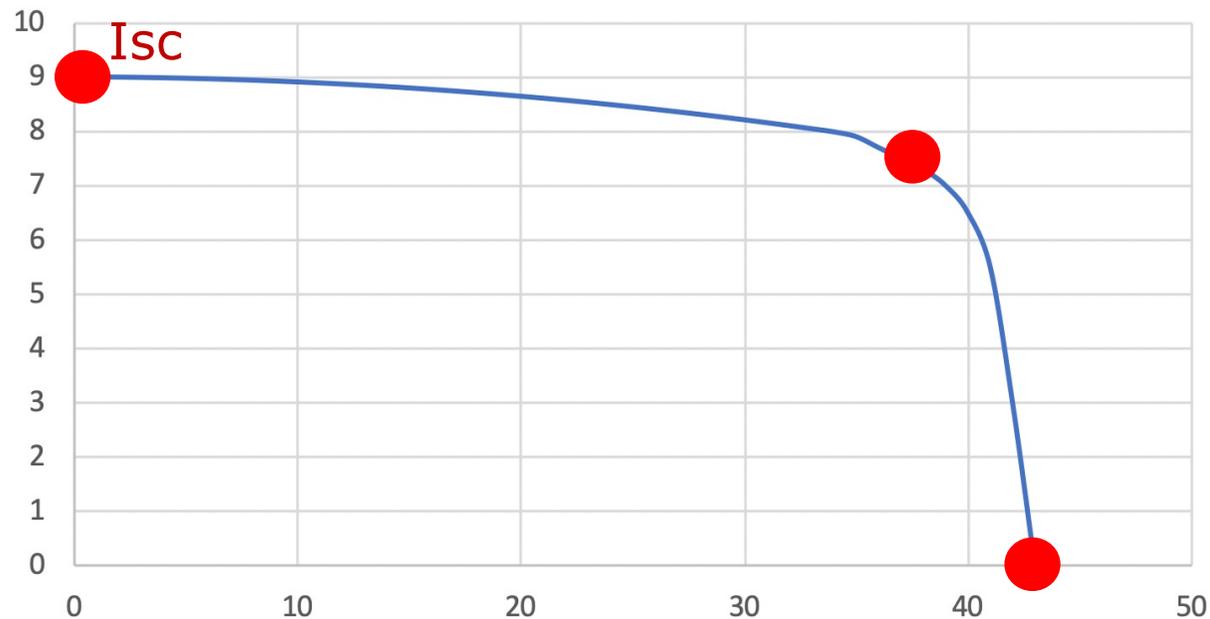
$P_n$ : Potenza di picco

$V_{oc}$ : Tensione a vuoto

$I_{sc}$ : Corrente di cortocircuito

$V_{mp}$ : tensione al MPP

$I_{mp}$ : corrente al MPP



**La temperatura influisce molto il comportamento dei moduli fotovoltaici:** Più la temperatura è alta minore è la tensione e minore è la potenza. Le variazioni con la temperatura vengono dichiarate nella scheda tecnica

- Coeff. temp. della potenza massima
- Coeff. temp. della tensione di circuito aperto
- Coeff. temp. della corrente di corto circuito

### Moduli e temperatura delle celle

I dati inerenti il comportamento con l'aumentare della temperatura sono fra i più importanti in termini di prestazione dei moduli

Durante le giornate assolate estive i moduli arrivano molto frequentemente a temperatura anche di 65-70°C

Il coefficiente di perdita di potenza è di solito 0,4-0,45%/°C

Pertanto, un pannello che lavora a 65°C ha una differenza di temperatura (rispetto alle STC) di 40° e la **perdita di potenza** diventa del **16-18%!!!**

Altro dato importante è la variazione di tensione con la temperatura che può comportare tensioni troppo elevate per temperature basse e tensioni troppo basse per temperatura elevate

- Esempio di caratteristiche dichiarate dal costruttore

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

### SF350M (BF)

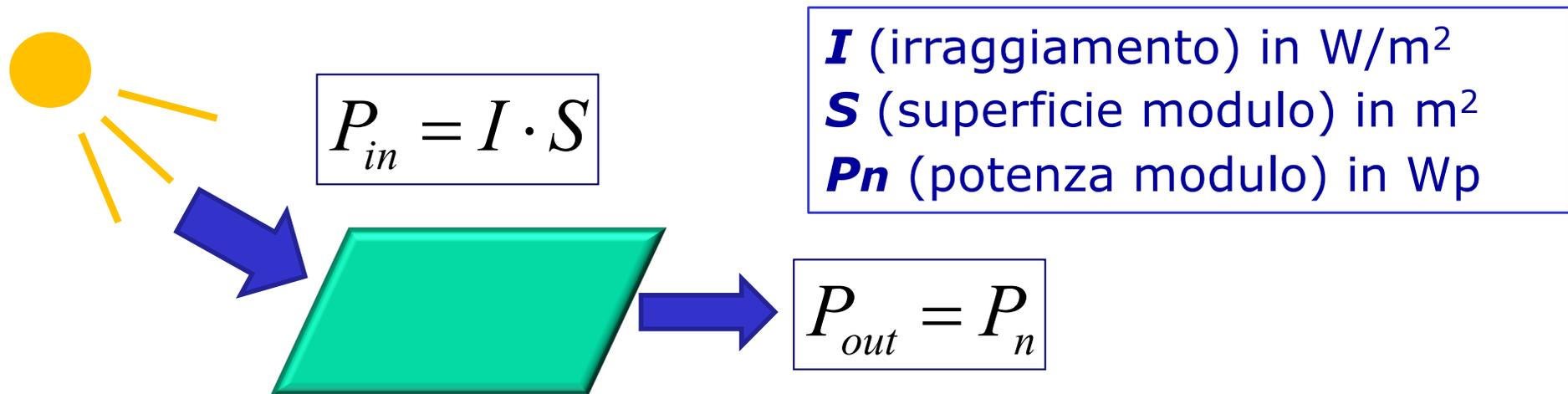
Potenza di picco (Pmax) <sup>(2)</sup>	350 W
Tolleranza di classificazione	0/+5 W
Tensione a Pmax (Vmp)	33.9 V
Corrente a Pmax (Imp)	10.33 A
Tensione di circuito aperto (Voc) <sup>(2)</sup>	40.7 V
Corrente di corto circuito (Isc) <sup>(2)</sup>	10.94 A
Tensione massima di sistema	1500 V
Massimo valore nominale del fusibile	15 A
Efficienza modulo	19.30%
Classe di protezione da scossa elettrica	Classe II

### CARATTERISTICHE TEMPERATURA

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

L'ultimo dato interessante che si trova in una scheda tecnica di un modulo fotovoltaico è il **rendimento**, detto anche efficienza.

- L'efficienza di un modulo fotovoltaico, come per ogni macchina/apparato, è il rapporto fra la potenza in uscita e la potenza in entrata
- La potenza in entrata è l'irraggiamento  $I_{stc}$  (kW/m<sup>2</sup>) moltiplicato per la superficie  $S$  del modulo (m<sup>2</sup>)



## Moduli fotovoltaici

- In tal caso la potenza in uscita è (per definizione) la potenza nominale del pannello  $P_n$
- La potenza in entrata è l'irraggiamento in  $I_{stc}$  (in  $\text{kW/m}^2$ ) moltiplicato per la superficie  $S$  del pannello (in  $\text{m}^2$ )

$$\eta_{\text{mod}} = \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{in}}}$$

$$\eta_{\text{mod}} = \frac{P_n}{I_{STC} \cdot S}$$

**Ad esempio** un modulo di potenza 250 W e dimensioni (lorde compresa la cornice) di 1600 x 1000 mm avrà un rendimento pari a:

$$\eta_{\text{mod}} = \frac{250}{1000 \cdot 1,6} = 0,156 = 15,6\%$$

## Moduli fotovoltaici

Il rendimento dei moduli fotovoltaici **non influisce sulla produttività degli impianti!!!!**

Confrontiamo due impianti con moduli di efficienze differenti, esempio uno il doppio dell'altro

Il primo con moduli con efficienza minore occuperanno maggiore superficie

### Impianto N.1

Potenza 2,5kW

Moduli con efficienza 8%

1600x1000mm

Potenza 125 W

20 pannelli

### Impianto N.2

Potenza 2,5kW

Moduli con efficienza 16%

1600x1000mm

Potenza 250 W

10 pannelli

Ma quando c'è irraggiamento solare entrambi producono la medesima potenza

## Valutazione dell'energia solare incidente su una superficie

---

- Per calcolare il valore della **produzione elettrica attesa dall'impianto** durante un dato periodo sarà necessario considerare il rendimento del generatore fotovoltaico  
$$\text{Prod} = \text{rad} \times \eta$$
- $\eta$  è il rendimento minore di 1 (di solito espresso in %) che tiene conto di tutte le perdite, lato cc e inverter, il cui valore è di solito fra 75-85% (comunque secondo la CEI 82-25 l'efficienza operativa media dell'impianto fotovoltaico deve essere maggiore del 75%)

Essendo il rendimento minore del 100%, come per tutte le macchi, andiamo ad analizzare le perdite

## Valutazione delle perdite in un impianto

Le perdite  $p=(1-\eta)$  possono essere riassunte come di seguito riportate, con relativi valori

- Ombreggiamento >0% (da valutare secondo gli ostacoli presenti)
- Riflessione 3%
- Pollution 1-2%
- Mismatching 3-5%
- Effetto Temperatura 8-10% (su base annuale); ma possono andare da -5% a +20%
- Cablaggi in continua 2%
- Inverter 5%
- Cablaggi in alternata 1-2%
- Invecchiamento pannelli 0,8% annuo

La perdita totale non deve essere calcolata come somma numerica di tutte le perdite ma con la formula

$$\text{Perdite tot} = 1 - (1-p_1) * (1-p_2) * (1-p_3) * (1-p_4) * \dots$$

**Con riferimento ai valori inferiori delle singole perdite sopra riportate , la perdita totale dell'impianto è pari al 21%**

## Rendimento dell'impianto – PR (Performance Ratio)

- Un parametro che viene spesso utilizzato per misurare l'efficienza e la qualità di un impianto fotovoltaico è il Performance Ratio anche detto PR

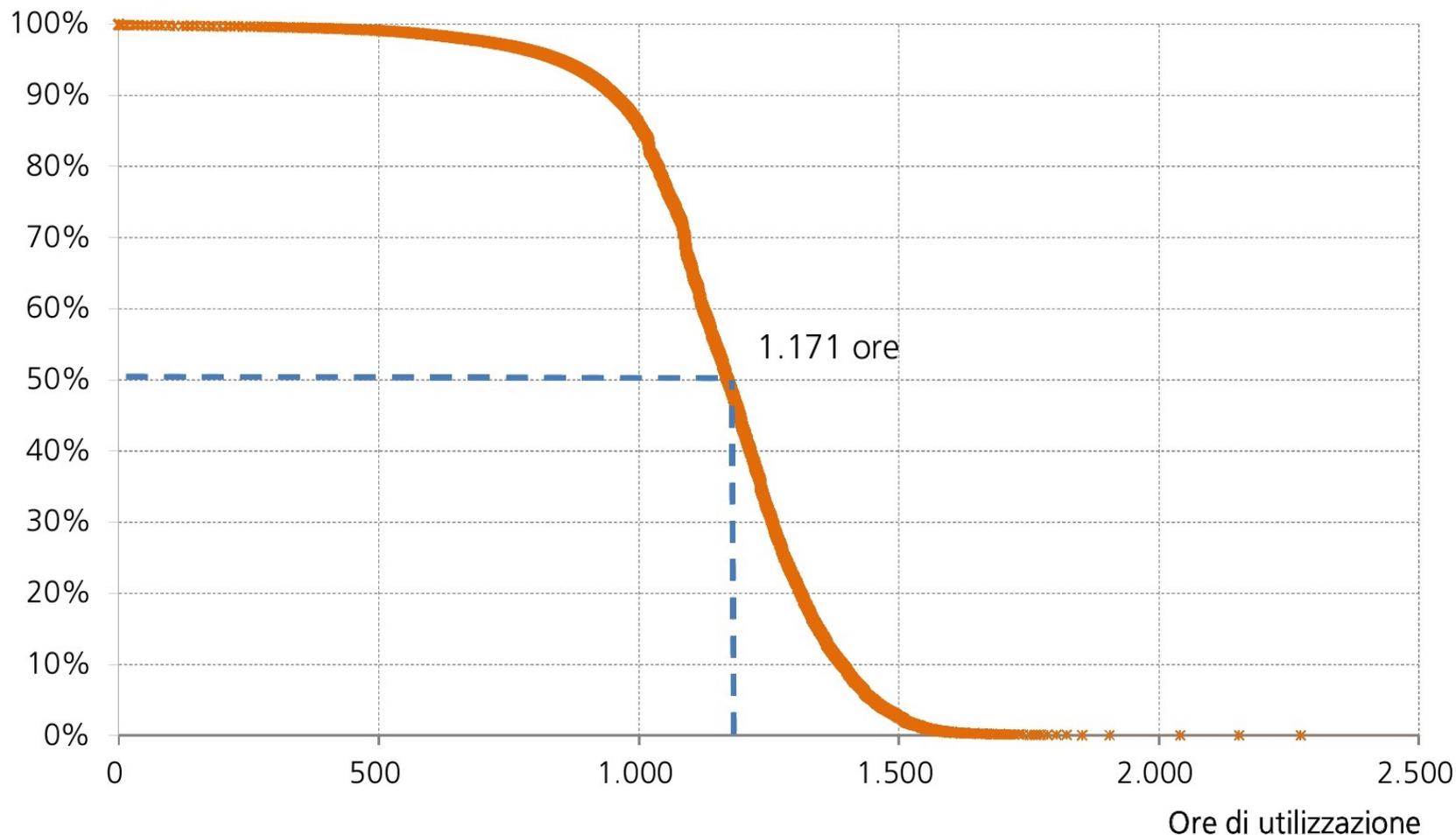
$$PR = \eta_{tot} = \frac{P_{out}}{P_n \cdot \frac{I}{I_{stc}}}$$

- Ovviamente nella realtà il PR sarà sempre inferiore al 100% poiché sono presenti alcune perdite che diminuiscono il valore del PR

Il valore al denominatore è la potenza ideale che si avrebbe in uscita in proporzione all'irraggiamento:

- Se l'irraggiamento fosse 1000 W/m<sup>2</sup> sarebbe la potenza nominale dell'impianto
- Se invece l'irraggiamento fosse 600 W/m<sup>2</sup> con un impianto da 20 kWp la potenza ideale sarebbe 12 kW, ciò vuol dire che se avessi 12 kW in uscita il PR sarebbe 100%

## Ore di utilizzazione equivalente degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2015 (dato effettivo risultante dalle registrazioni dei contatori)

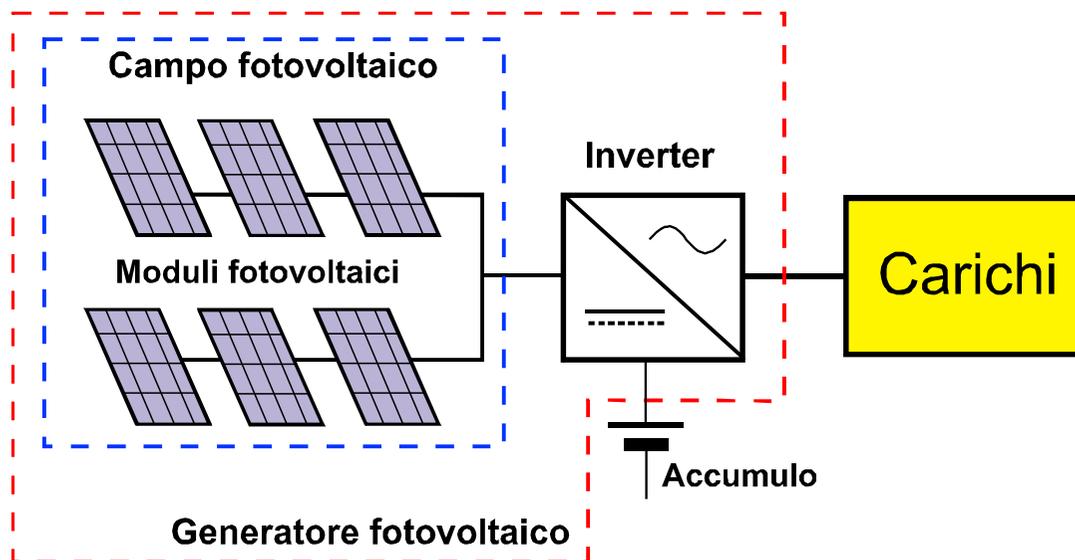


### Evoluzione per regione delle ore/anno di utilizzo

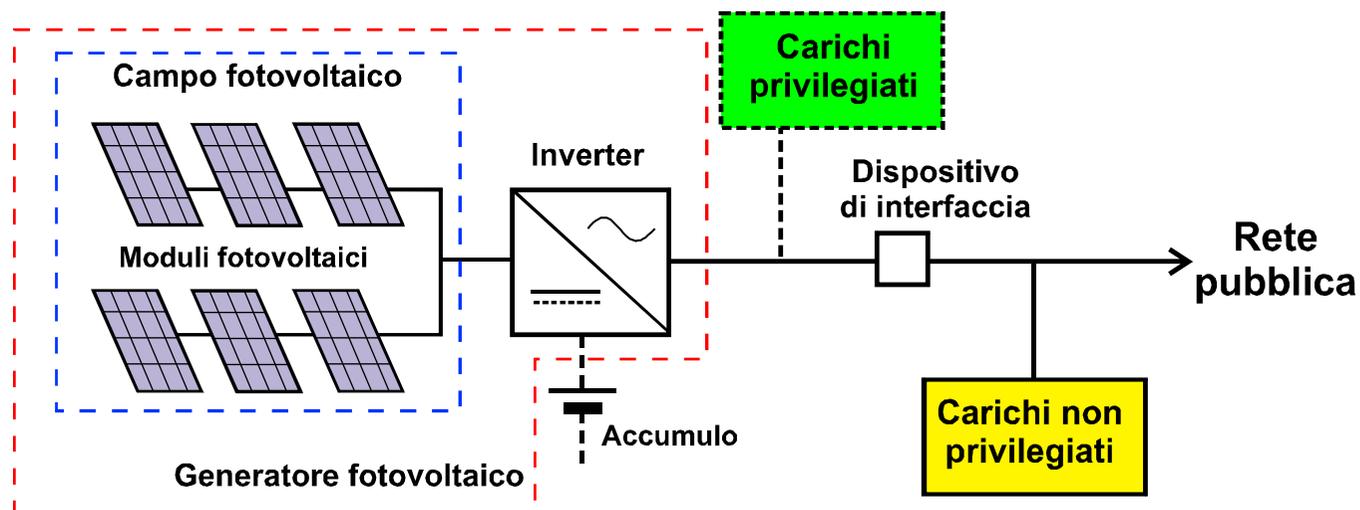
Regione	2011	2012	2013	2014	2015
Puglia	1.476	1.502	1.476	1.401	1.416
Sicilia	1.447	1.523	1.476	1.477	1.396
Basilicata	1.416	1.433	1.409	1.342	1.341
Lazio	1.550	1.429	1.348	1.322	1.339
Molise	1.319	1.371	1.338	1.310	1.333
Calabria	1.335	1.375	1.349	1.354	1.285
Sardegna	1.446	1.401	1.349	1.340	1.272
Abruzzo	1.336	1.362	1.270	1.251	1.257
Marche	1.276	1.309	1.198	1.197	1.226
Umbria	1.319	1.320	1.188	1.161	1.210
Toscana	1.323	1.275	1.182	1.164	1.183
Campania	1.319	1.293	1.260	1.217	1.180
Emilia Romagna	1.300	1.246	1.157	1.139	1.158
Piemonte	1.183	1.196	1.117	1.105	1.148
Valle d'Aosta	1.243	1.163	1.133	1.112	1.136
Friuli Venezia Giulia	1.213	1.179	1.107	1.033	1.133
Veneto	1.230	1.166	1.105	1.054	1.125
Liguria	1.233	1.161	1.075	1.075	1.079
Trentino Alto Adige	1.162	1.095	1.062	1.009	1.073
Lombardia	1.150	1.096	1.009	1.004	1.037
Italia	1.326	1.313	1.241	1.211	1.225

# Tipologie di impianti fotovoltaici

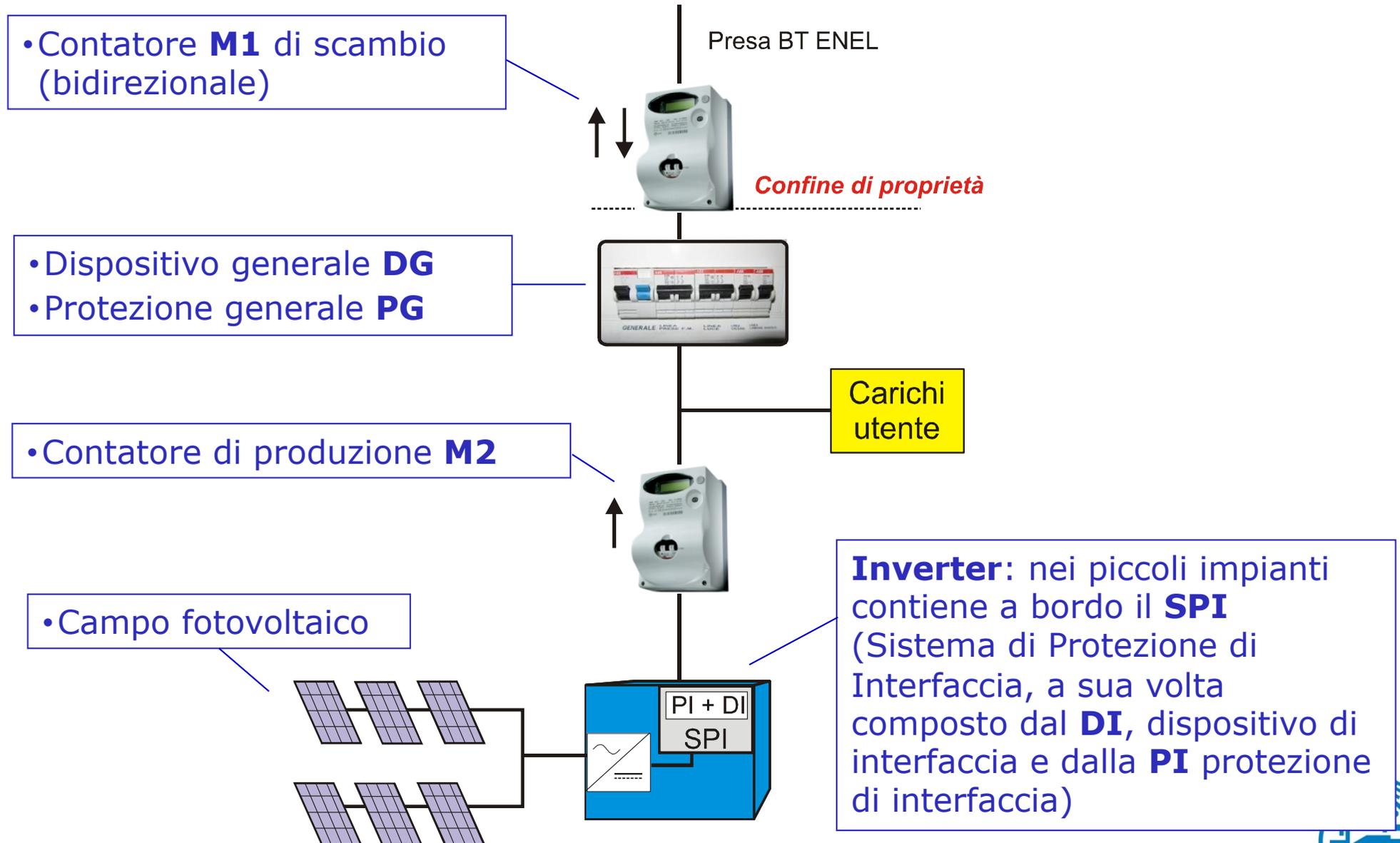
Impianti off grid  
(o stand alone)  
Non detraibili ai fini  
del 110%



Impianti on grid

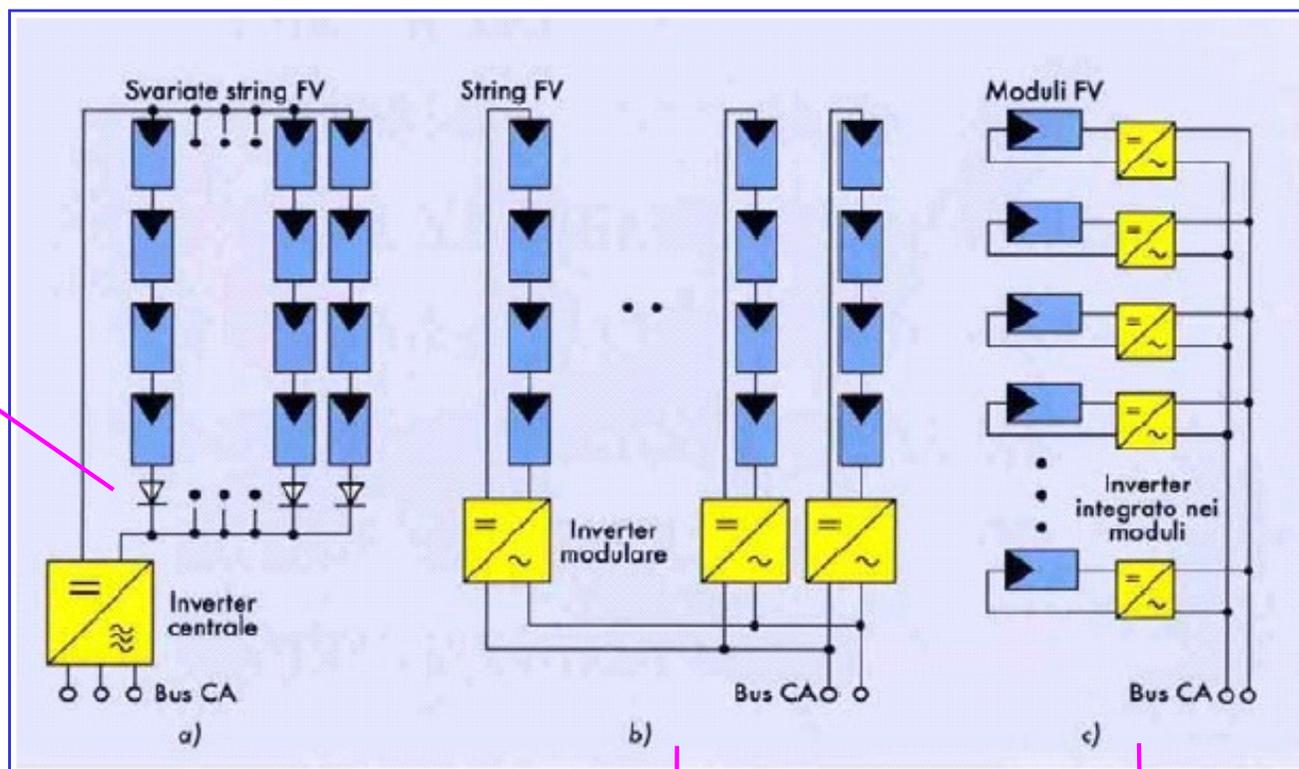


# Impianti on grid connessi alla rete di bassa tensione (BT)



## Tipiche configurazioni di stringhe

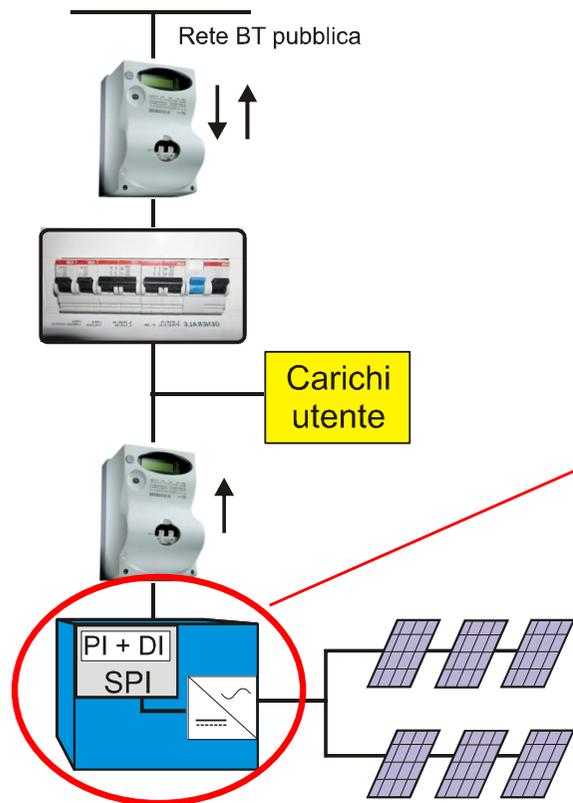
- Unico inverter alimentato da più stringhe in parallelo
- I diodi di blocco impediscono la circolazione di correnti in senso inverso che potrebbero verificarsi per dissimmetrie fra le stringhe



- Nella scelta della configurazione ottimale bisogna anche tener conto degli eventuali ombreggiamenti parziali (anche di un solo modulo) che potrebbero degradare il rendimento di tutta la stringa

Più inverter ognuno dei quali viene alimentato da una singola stringa

Inverter singolo per ogni modulo (cosiddetto microinverter)



- L'inverter ha la funzione di convertire la tensione continua generata dal campo fotovoltaico in tensione alternata a 50 Hz
- Per potenze fino a 11,08 kW l'inverter può integrare al suo interno il sistema di protezione di interfaccia SPI (ultima edizione CEI 0-21, prima era 6 kW)

## La scelta dell'inverter:

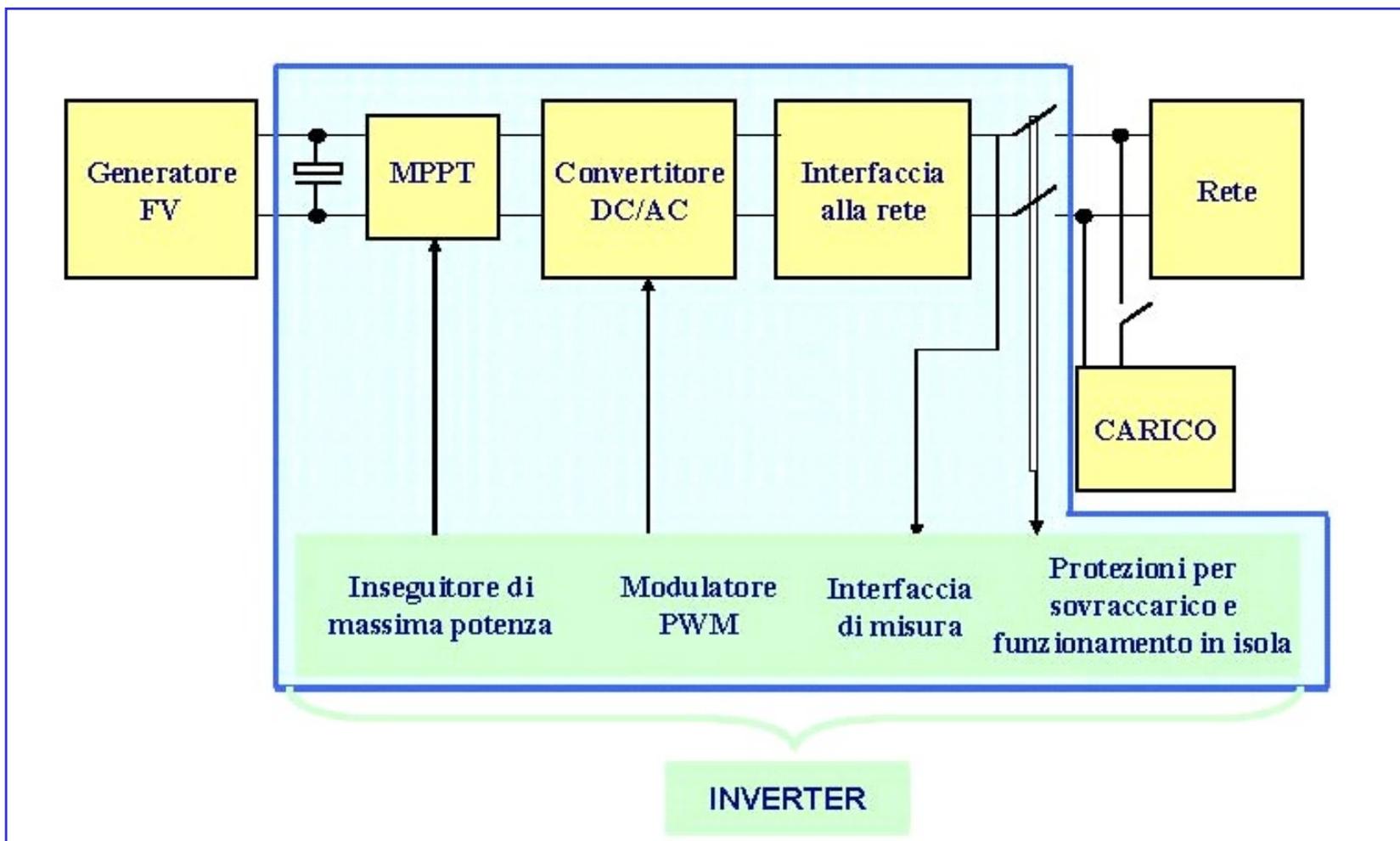
- Caratteristiche elettriche adeguate in funzione della tipologia d'impianto (potenza complessiva, numero e potenze di stringhe, esposizione dei moduli, presenza di ombreggiamenti ....)
- Inclusione al proprio interno di dispositivi di protezione di interfaccia SPI (ammesso all'interno per potenza fino a 11,08 kWp)
- Numero di **MPPT**
- Presenza di trasformatore d'isolamento (oggi si tende ad evitare)

Nota: l'inverter è il componente di maggior costo dopo i moduli fotovoltaici ed è prevedibile la sua manutenzione/sostituzione nell'arco della vita utile dell'impianto (25 anni)



- Possibilità di montaggio in esterno (IP adeguato)
- Alta affidabilità (dispositivo ampiamente collaudato)
- Alto rendimento
- Sezionatore lato CC
- Possibilità di supervisione
- Adeguato servizio di assistenza

## Blocchi funzionali

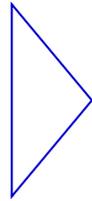


# Il dispositivo MPPT (Maximum Power Point Tracker)

- Il dispositivo MPPT è costituito in genere da un convertitore DC/DC
- Questo dispositivo ha lo scopo di individuare istante per istante quel punto sulla curva caratteristica I-V del generatore fotovoltaico per cui risulta massimo il trasferimento di potenza verso il carico

Una delle tecniche utilizzate dai moderni MPPT si basa nell'individuare il punto di massima potenza sulla curva del generatore provocando a intervalli regolari, delle piccole variazioni di carico che si traducono in scostamenti di tensione e corrente valutando se il nuovo prodotto  $I \cdot V$  è maggiore o minore del precedente: se si registra un aumento si continua a procedere nella stessa direzione considerata fintantoché non si registra una diminuzione, solo allora si procede con variazioni di carico di segno opposto

- Protezioni del generatore FV (lato corrente continua)



- **Protezione contro gli effetti dell'ombreggiamento:** diodi di by-pass
- **Protezione contro la circolazione di correnti inverse:** diodi di blocco / fusibili di stringa
- **Protezione contro le sovratensioni:** ai terminali di ogni stringa sul + e sul - sono installati scaricatori di sovratensione fra poli e terra
- **Protezione contro le sovracorrenti:** fusibili o, più raramente, interruttori magnetotermici

- Protezioni contro i contatti indiretti



- Per gli impianti senza separazione galvanica (trasformatore d'isolamento) tra l'inverter e la rete, i guasti verso terra che possono essere alimentati dal lato corrente alternata vengono rilevati mediante interruttori differenziali
- Per gli impianti con separazione galvanica tra l'inverter e la rete, i guasti verso terra lato c.c. non devono dar luogo a tensioni di contatto superiori a 120 Vcc

## Protezioni dalle sovracorrenti lato c.c.

- Il generatore fotovoltaico si comporta come un generatore di corrente, pertanto la sua corrente di cortocircuito è praticamente quella massima



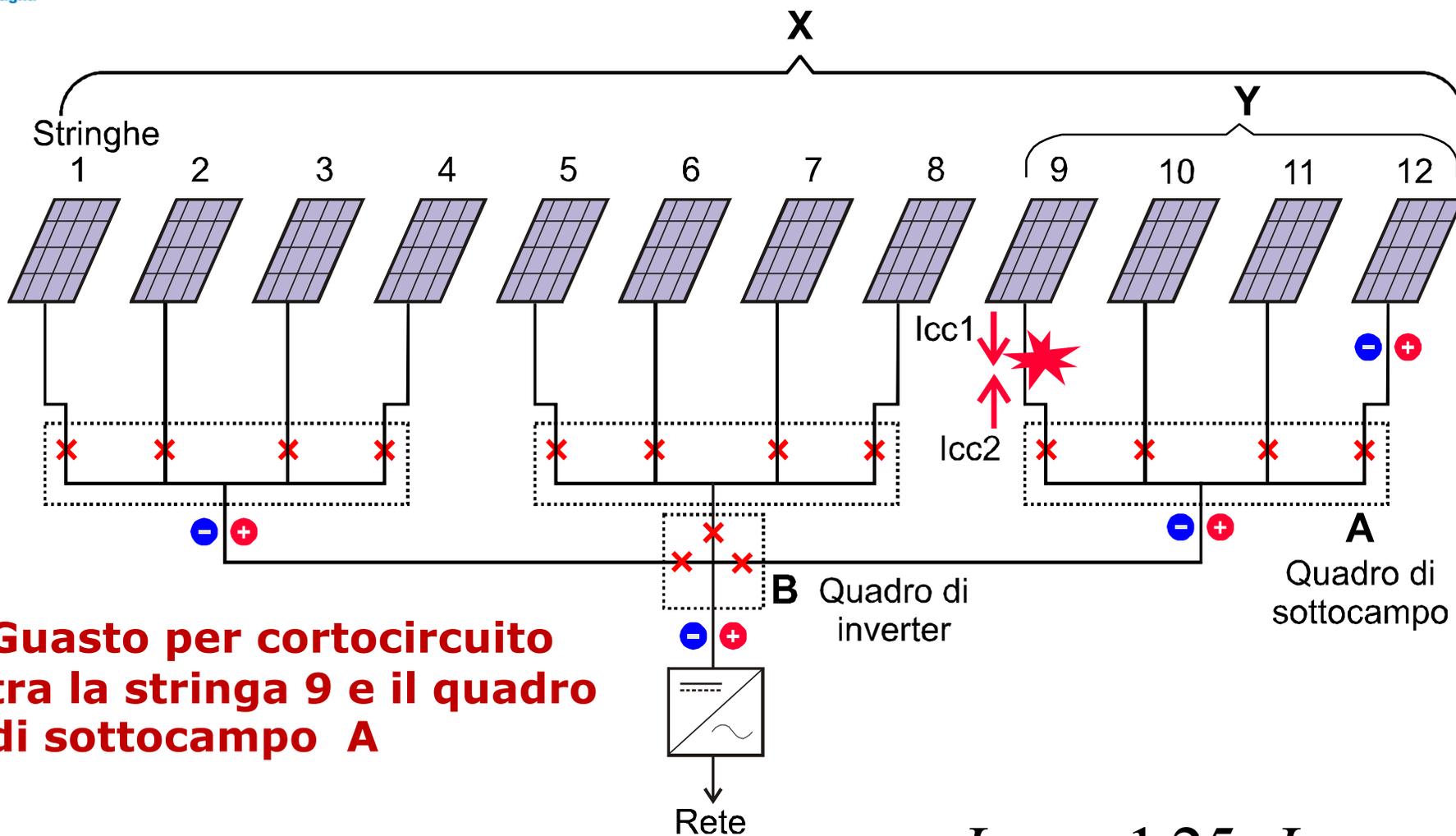
- Per determinare le sovracorrenti in caso di guasto si considera un valore di corrente cautelativo pari a  **$1,25 \cdot I_{sc}$**  per tener conto di un possibile irraggiamento superiore alle condizioni standard

- Le sovracorrenti che si possono verificare in questi casi



- Cortocircuito tra polo positivo e negativo del sistema fotovoltaico
- Guasto a terra nei sistemi TN collegati a terra
- Doppio guasto a terra nei sistemi IT isolati da terra

- **Non è necessario proteggere i cavi quando sono dimensionati con una portata  $I_z$  pari almeno alla massima corrente che li può interessare in caso di guasto**



- **Guasto per cortocircuito tra la stringa 9 e il quadro di sottocampo A**
- Il guasto viene alimentato simultaneamente dalla stringa 9 e dalle altre 11 stringhe, quindi abbiamo:

$$I_{CC1} = 1,25 \cdot I_{SC}$$

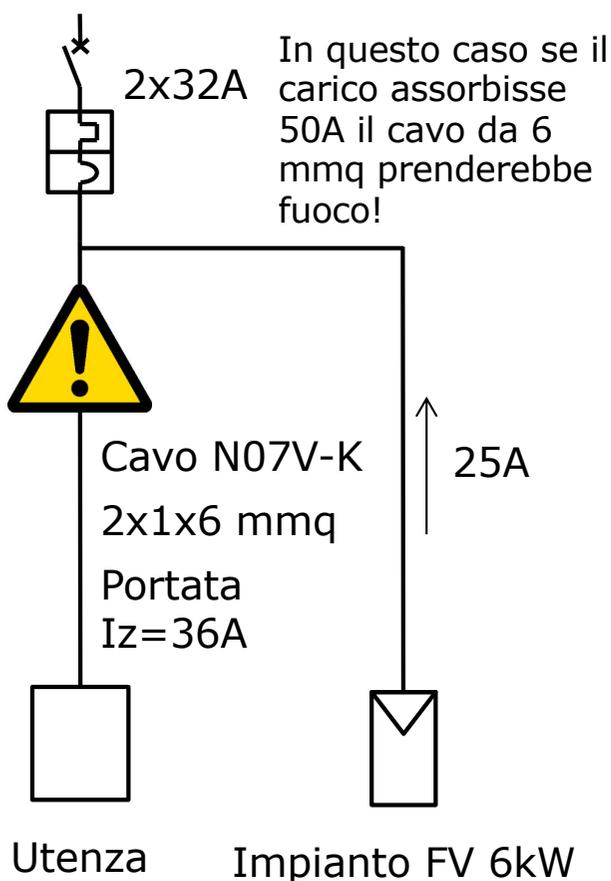
$$I_{CC2} = 11 \cdot 1,25 \cdot I_{SC}$$

## Protezioni contro le sovratensioni di origine atmosferica

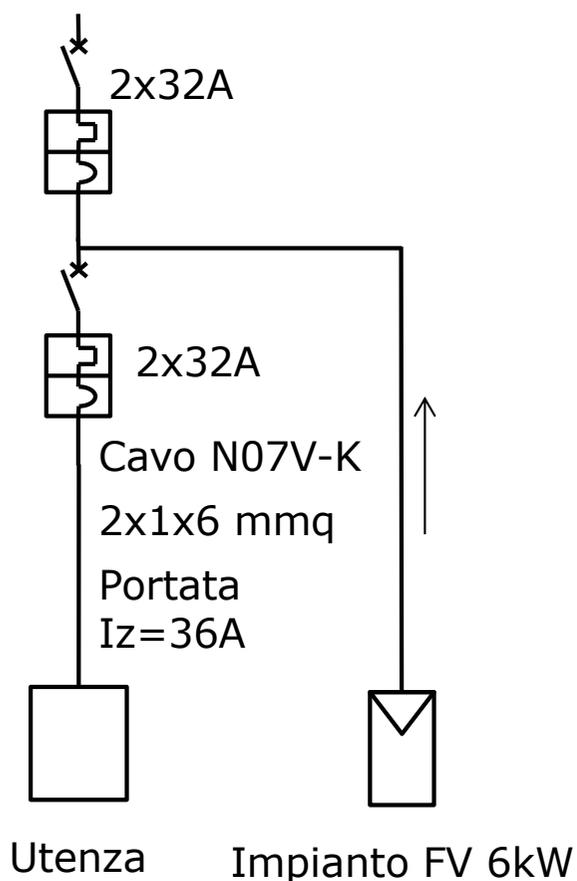
- Gli impianti fotovoltaici spesso richiedono una protezione contro i fulmini, sia per la loro ubicazione all'esterno sia per evitare danni economici considerevoli
- La valutazione del rischio contro i fulmini deve essere verificata effettuando l'analisi del rischio secondo le indicazioni delle norme CEI 81-10 (CEI EN 62305)
- Dal 2013 è inoltre disponibile la Guida **CEI 81-28** "Protezione contro i fulmini d'impianti fotovoltaici"
  - La Guida CEI prende in esame solo gli impianti connessi alla rete
  - Gli impianti interessati considerati sono sia quelli definiti "a tetto" (su edifici o altre strutture edilizie quali serre, pergole, pensiline, ecc) sia gli altri definiti "a terra"
  - Lo scopo è definire quando sono necessarie le misure di protezione e le loro caratteristiche e modalità di installazione
  - Un allegato fornisce utili esempi di applicazione

Va valutato dove collegare l'impianto di produzione alla rete di utenza esistente, vediamo un esempio pratico:

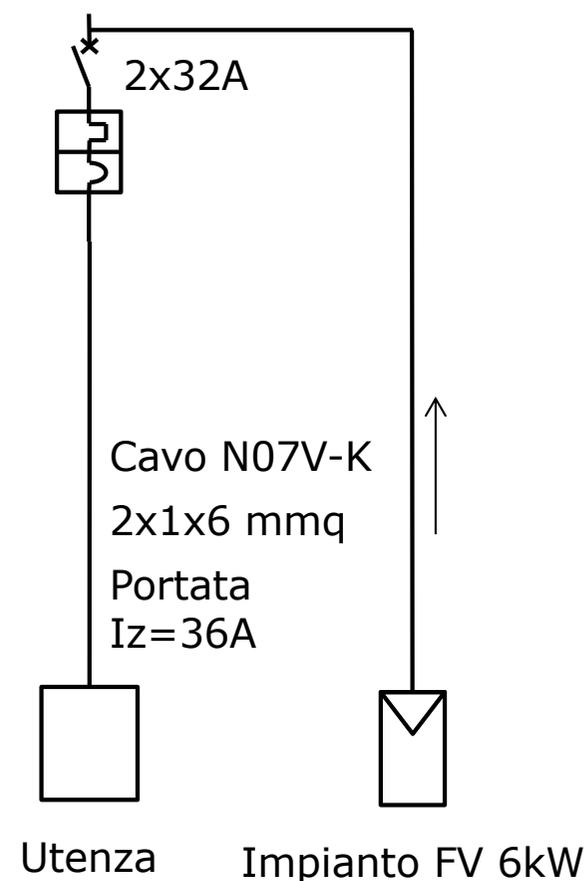
## SOLUZIONE ERRATA



## SOLUZIONE CORRETTA



## SOLUZIONE CORRETTA



- Sul lato DC dell'inverter deve essere installato un dispositivo azionabile sotto carico (ad es. IMS: interruttore di manovra sezionatore)



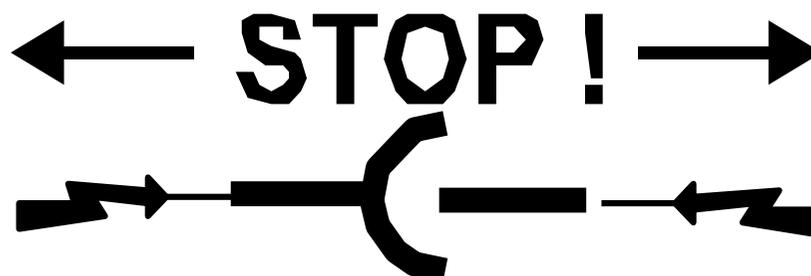
Per piccoli impianti (tipicamente, da 1 a 5 inverter di potenza inferiore a 3 kW ciascuno), il sezionatore lato DC può anche essere costituito da un sezionatore semplice purché la sua apertura sia vincolata con appositi interblocchi all'apertura prioritaria dell'interruttore lato AC

- Sul lato AC dell'inverter deve essere previsto un dispositivo di sezionamento generale: può essere utilizzato il dispositivo di protezione installato nel punto di parallelo con la rete, ma se tale dispositivo non è in prossimità dell'inverter è consigliabile un dispositivo apposito subito a valle dell'inverter stesso
- Nei quadri di sezionamento e giunzione devono essere posto un avviso che indichi che le parti attive situate all'interno possono restare in tensione dopo il sezionamento del convertitore
- I quadri di sezionamento e giunzione devono essere conformi alla EN 60439-1 (CEI 17-13)

- **Attenzione, i connettori non hanno potere di interruzione e quindi non possono essere scollegati sotto carico altrimenti si verifica un arco elettrico che può danneggiare i contatti e surriscaldamenti nel servizio ordinario**



- **I connettori degli impianti fotovoltaici devono riportare il previsto simbolo di avvertimento**



## String box: aspetti critici

- I quadri in corrente continua (ad esempio gli string-box) sono quadri elettrici a tutti gli effetti e quindi soggetti alla marcatura CE e realizzazione conforme alla norma CEI 61439-1
- Trattandosi di piccole correnti nelle stringhe (5-8 A) non è da sottovalutare l'effetto della sovratemperatura

- Infatti a differenza di altri quadri elettrici di distribuzione bisogna considerare che:



- $K_u = 0,8-0,9$  e  $K_c = 1$  !!  
ossia... quando l'impianto funziona, funziona per ore all'80% della sua potenza con tutti i circuiti collegati (le stringhe)
- Quadri installati in esterno sotto ai pannelli nei campi a terra o addirittura sotto i raggi solari nelle coperture.... Temperatura gravosa
- Declassamento delle temperature (tipo fusibili)
- Rischio incendio: anche se «solo» 8A sui circuiti valutare il rischio di sovracorrente !!! (spesso tali quadri non sono ben fatti sotto questo aspetto)

- $K_u$ : Fattore di utilizzazione
- $K_c$ : fattore di contemporaneità

- Secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8, le masse di tutte le apparecchiature elettriche devono essere collegate a terra
- Nei generatori fotovoltaici bisogna distinguere tra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici e le parti metalliche delle strutture di sostegno
- Nel caso di moduli fotovoltaici dotati solo di isolamento principale (classe I) le cornici metalliche dei moduli sono da considerare masse e vanno quindi collegate a terra
- Nel caso invece di moduli fotovoltaici a doppio isolamento (Classe II) la Norma CEI 64-8 prevede che le cornici metalliche non vengano messe a terra

La messa a terra permette il funzionamento del dispositivo di controllo dell'inverter

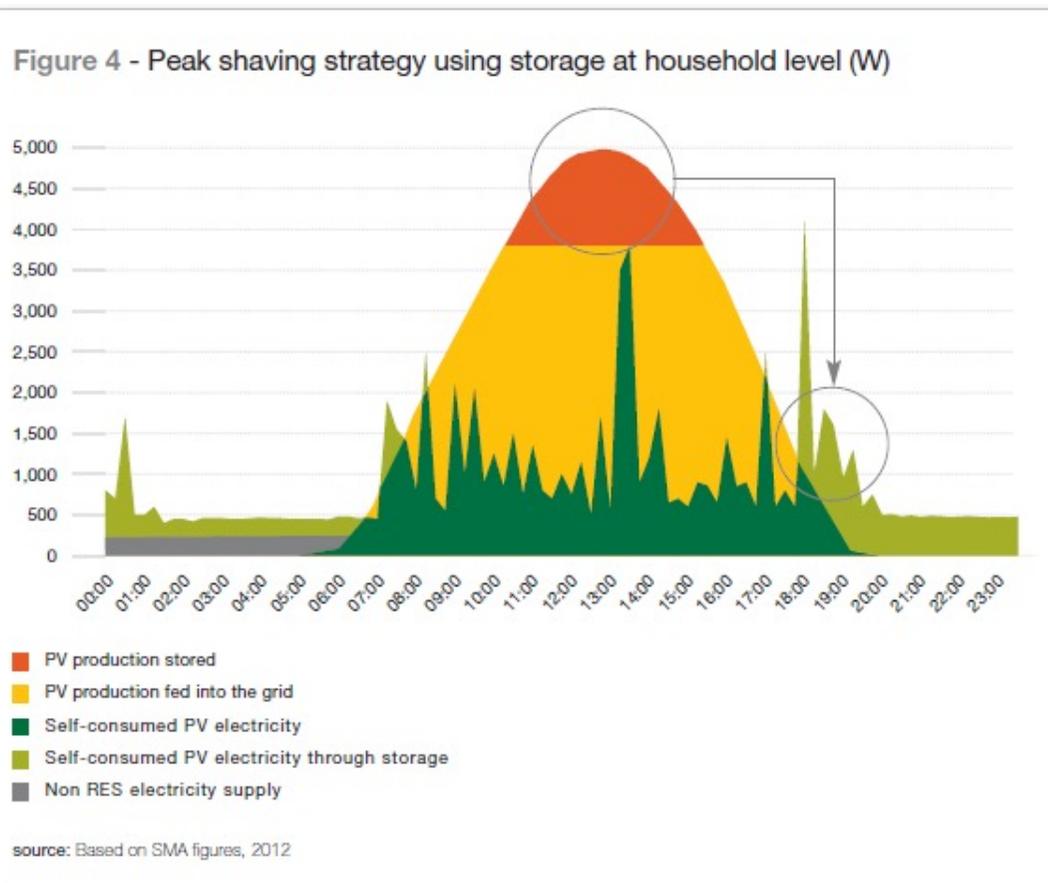
Quando i moduli sono fissati su strutture metalliche messe a terra generalmente le cornici dei moduli andranno in contatto con la struttura rendendosi ad essa equipotenziali

# Innovazione delle tecnologie I sistemi di accumulo

- I sistemi di accumulo sono di particolare interesse per gli impianti fotovoltaici ai fini di aumentare l'autoconsumo, che è molto più remunerativo rispetto all'immissione in rete



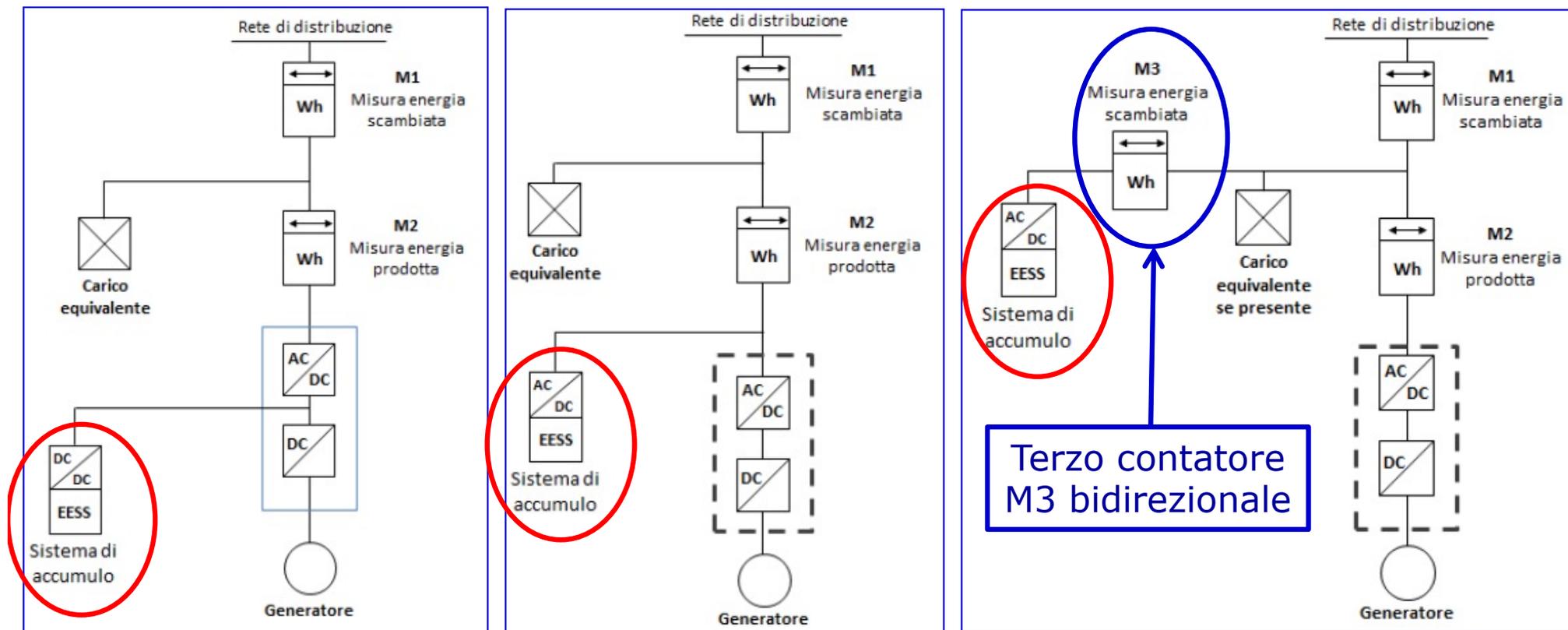
- La convenienza dei sistemi di accumulo deve essere valutata con analisi puntuali ed è destinata ad aumentare sensibilmente con la prevista riduzione dei costi delle batterie
- I sistemi SEU con accumulo risultano già interessanti



Fonte: EPIA

# Sistemi di accumulo

## Schemi d'inserimento previsti dalla norma CEI 0-21



**Accumulo posizionato nella parte d'impianto in cc (CEI 0-16 fig. 26)**

**Accumulo posizionato nella parte di impianto in ca a valle del contatore dell'energia prodotta (CEI 0-16 fig. 27)**

**Accumulo posizionato nella parte di impianto in ca a monte del contatore dell'energia prodotta (CEI 0-16 fig. 28 come aggiornata nella Variante V2)**

La tecnologia dei sistemi di accumulo si è stabilizzata nelle batterie agli **ioni di litio** per le grandi prestazioni che tali batterie hanno:

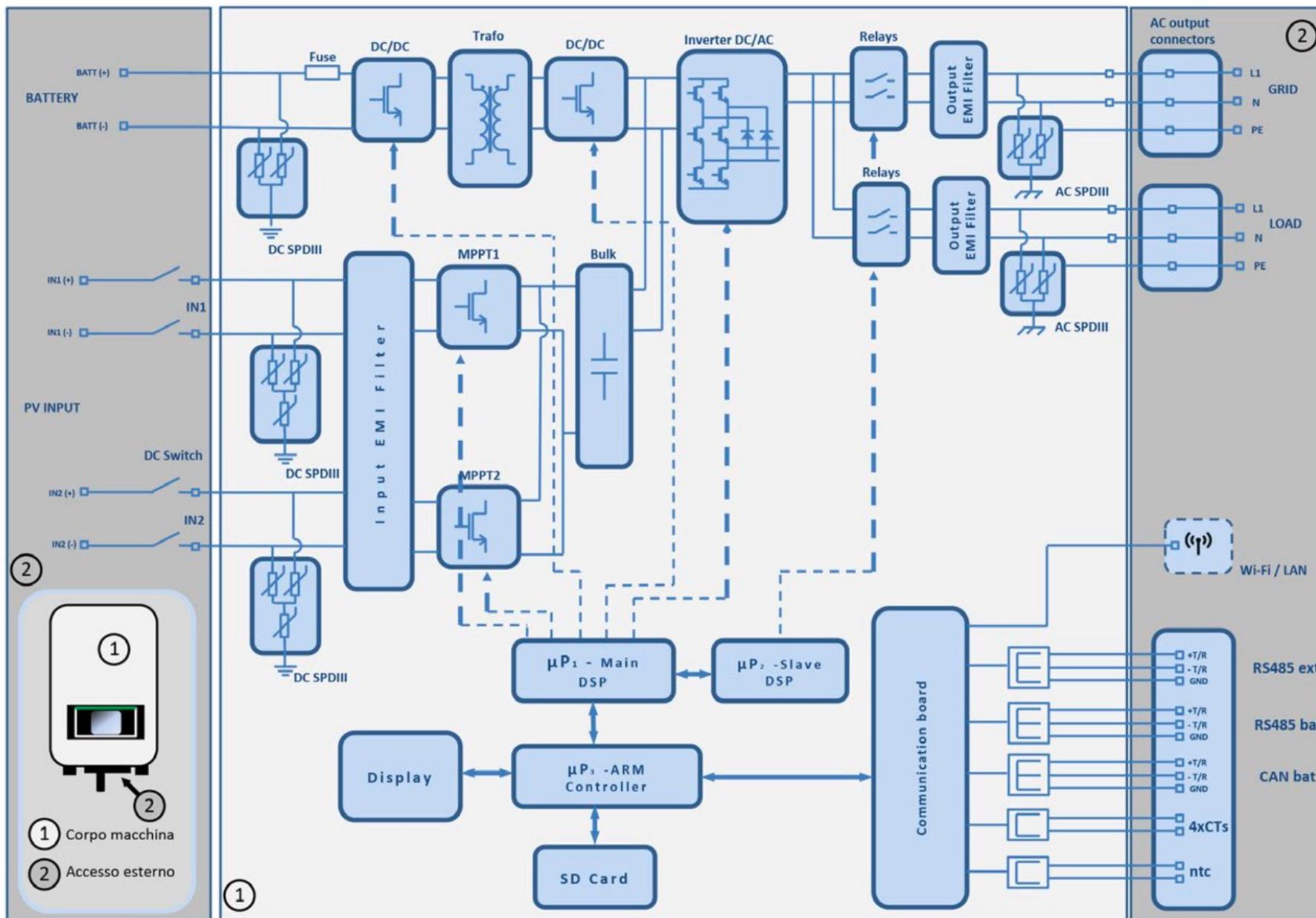
- Alta energia specifica (Wh/kg)
- Alti cicli di vita (si arriva oggi anche a 7.000)
- Alta efficienza di ricarica (95%)
- Alta velocità di ricarica
- Bassa aut scarica

Sul mercato è importante verificare, oltre al costo, anche il numero di cicli di ricarica garantiti e gli anni di garanzia

L'ordine di grandezza del costo è di circa 500-2.000 € /kWh

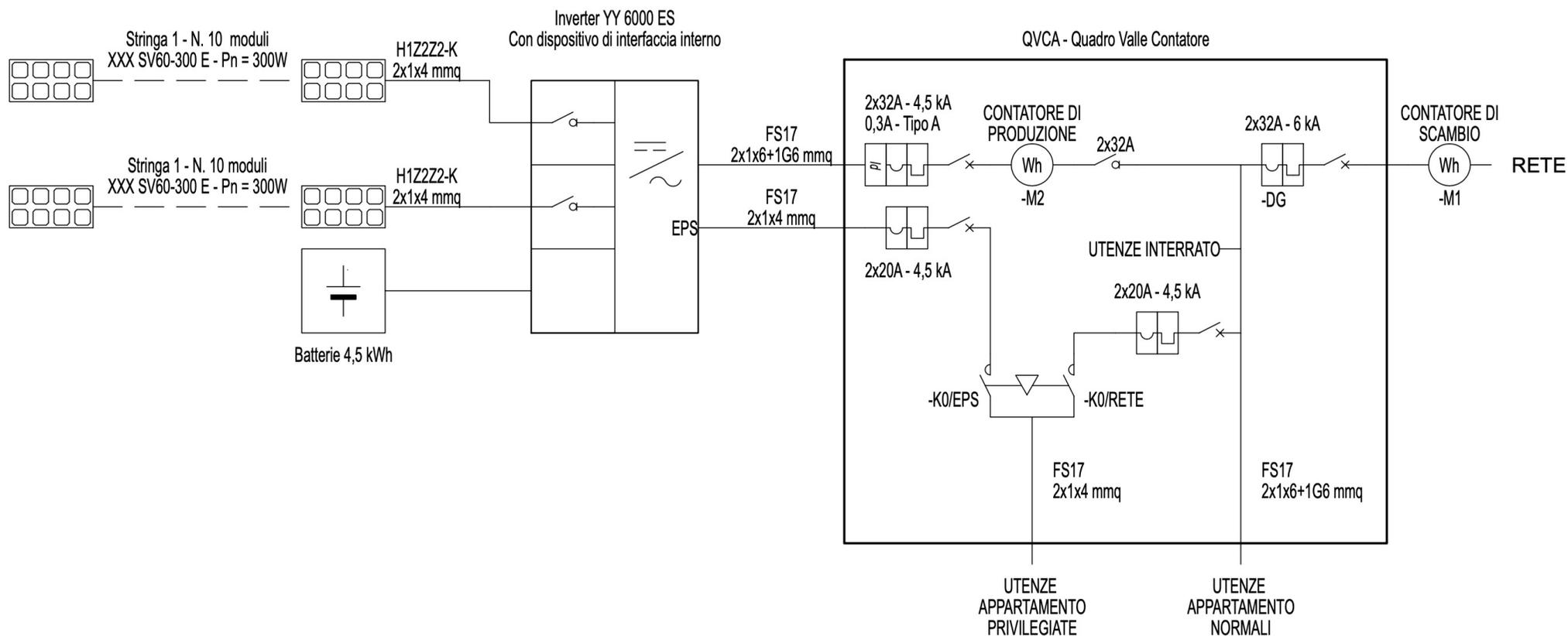
# Sistemi di accumulo

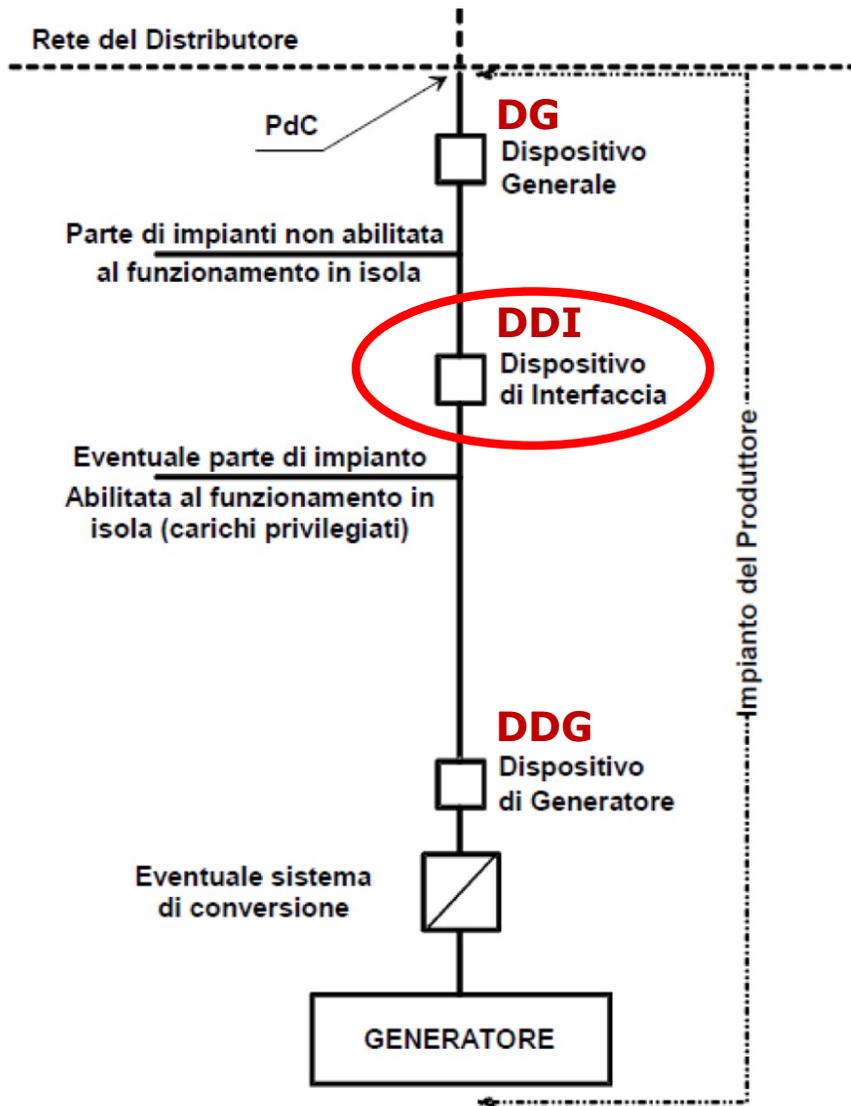
## Schema inverter predisposto per accumulo



# Sistemi di accumulo

## Schema inverter predisposto per accumulo





## DDI - Dispositivo di Interfaccia

Gli impianti di produzione di energia elettrica devono potersi disconnettersi dalla rete nazionale in caso di anomalie e/o guasti alla rete stessa.

Pertanto in tutti gli impianti di produzione è necessario installare un dispositivo, detto di interfaccia, che scolleghi i generatori dalla rete.

Tale dispositivo viene azionato da un relè (PI - Protezione di interfaccia) che misura tensioni e frequenza della rete elettrica e in caso di valori anomali distacca l'impianto

L'insieme del DDI e del PI viene chiamato SPI

### DDI - Dispositivo di Interfaccia in BT

Le protezioni attive con le relative soglie sono le seguenti

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

Protezione	Soglia di intervento	Tempo di intervento (tempo intercorrente tra l'istante di inizio della condizione anomala rilevata dalla protezione e l'emissione del comando di scatto)
Massima tensione (59.S1, misura a media mobile su 10 min, in accordo a CEI EN 61000-4-30)	1,10 V <sub>n</sub>	Variabile in funzione del valore iniziale e finale di tensione, al massimo 603 s.
Massima tensione (59.S2)	1,15 V <sub>n</sub>	0,2 s
Minima tensione (27.S1)	0,85 V <sub>n</sub>	<b>1,5 s</b>
Minima tensione (27.S2) *	<b>0,15</b> V <sub>n</sub>	0,2 s
Massima frequenza (81>.S1)** ◇	<b>50,2</b> Hz	0,1 s
Minima frequenza (81<.S1)** ◇	<b>49,8</b> Hz	0,1 s
Massima frequenza (81>.S2) ◇	51,5 Hz	0,1 s oppure 1 s §
Minima frequenza (81<.S2) ◇	47,5 Hz	0,1 s oppure 4 s §

Il collaudo di un impianto fotovoltaico consiste essenzialmente nelle fasi a fianco



1. Esame a vista
2. Verifica della rispondenza dell'impianto alla documentazione finale di impianto
3. Verifica della potenza nominale di impianto
4. Verifica della tensione a vuoto delle stringhe
5. Verifica della corrente delle stringhe
6. Verifica della messa a terra delle masse e degli scaricatori
7. Verifica dell'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse
8. Verifica del corretto funzionamento dell'impianto
9. Verifica delle prestazioni dell'impianto
10. Verifica protezione di interfaccia

### 1 – Esame a vista

Tale verifica consiste, tramite esame a vista e quindi senza l'uso di attrezzi, la verifica generale sullo stato dell'impianto, principalmente la verifica di:

- 
- Involucri rotti o con grado di protezione non idoneo
  - Mancanza di ancoraggi o danneggiamento ad ancoraggi
  - Connessione interrotte
  - Dati di targa delle apparecchiature

### **2 – Verifica di rispondenza con la documentazione finale di impianto**

- Tale verifica consiste nell'esaminare la corrispondenza al progetto «come costruito» o anche detto «as built» e alle richieste del distributore, oltre che alle normative vigenti

### **3 – Verifica della potenza nominale di impianto**

- Tale verifica si esegue sommando tutte le potenze nominali dei pannelli (in condizioni STC) anche detta potenza di picco

### 4 – Verifica della tensione a vuoto delle stringhe

- Scopo della verifica è identificare eventuali stringhe con + e – invertito e verificare il numero di pannelli inseriti sulla stringa, dividendo la tensione misurata per la tensione a vuoto di targa dei pannelli
- La tensione delle stringhe non dovrebbe avere uno scostamento maggiore del 5%



- Tale verifica viene eseguita con un voltmetro idoneo (tensione in continua fino a 1000V)
- Si deve tener conto del coefficiente di temperatura del pannello (solitamente 0,35% /°C)
- Poco conta invece il valore di irraggiamento sul valore di tensione

**NB: Per tale verifica è necessario sezionare l'impianto in continua rispetto all'inverter e si tratta di un lavoro elettrico !!!**

### 5 – Verifica della corrente nelle stringhe

- Scopo della verifica è identificare eventuali stringhe con ombreggiamenti, danneggiamenti di celle, calo di produzione per hotspot, ecc. 
- Si deve utilizzare un amperometro idoneo (da corrente continua !!! di solito una pinza amperometrica ad effetto Hall)
- Tale verifica può essere fatta mettendo in cortocircuito le stringhe o, più praticamente per impianti in funzione, verificando le stringhe durante il funzionamento dell'impianto
- La corrente delle stringhe a parità di irraggiamento non dovrebbe avere uno scostamento maggiore del 5%

### 6 – Verifica della messa a terra di masse e scaricatori

- Scopo della verifica è accertare la continuità elettrica dal dispersore fino a tutte le masse, le masse estranee (se presenti) e la messa a terra degli scaricatori



- Tale verifica viene condotta verificando la continuità elettrica, meglio se con uno strumento che eroga una corrente di 200 mA per avere un valore più corretto

## 7 – Verifica dell'isolamento dei circuiti

Tale misura viene effettuata tra i poli + e – dei circuiti lato continua rispetto a terra

Le tensioni di prova e i risultati accettabili sono quelli riportati nella tabella 15.1 della norma CEI 82-25 di seguito riportata

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

### 8 – Verifica del corretto funzionamento dell'impianto

- Scopo della verifica consiste nell'accertarsi che l'impianto funzioni nelle condizioni previste, ossia:



- Distacco in caso di mancanza rete del distributore (compreso dispositivo di interfaccia quando presente) e successivo riavvio
- Blocco dell'inverter in caso di mancanza rete
- Riavvio dell'inverter in caso di ritorno della rete
- Segnalazione degli allarmi previsti (temperatura eccessiva locale inverter, mancanza rete, ecc.)

### 9 – Verifica delle prestazioni dell'impianto (1 di 6)

- Lo scopo di questa verifica è di misurare l'efficienza dell'impianto

Si ricorda che una delle quattro cose si sottoscrivono con la dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08 è:  
**«controllato l'impianto ai fini della sicurezza e della funzionalità con esito positivo, avendo eseguito le verifiche richieste dalle norme e dalle disposizioni di legge»**

- Tale verifica è parte integrante delle prove indicate negli impianti quindi si presume che sia stata effettuata dall'installatore che ha emesso la dichiarazione di conformità
- Inoltre tale verifica può essere anche un obbligo contrattuale oltre che una prova utile a tutti (cliente, installatore, progettista) per dimostrare che quanto realizzato sia effettivamente funzionante

### 9 – Verifica delle prestazioni dell'impianto (2 di 6)

- Prima di passare al dettaglio delle formule vediamo il principio di fondo:



Si tratta di verificare:

- quanta potenza è in entrata (dovuta all'irraggiamento)
- quanta potenza viene erogata in corrente continua
- quanta potenza viene erogata in corrente alternata

- La verifica della prestazione di un impianto può essere realizzata in potenza o in energia



- La misura in potenza è istantanea e indica l'efficienza dell'impianto in un dato istante
- La misura in energia viene data in un arco di tempo (meglio di tutti un anno!)

## 9 – Verifica della prestazione dell'impianto (3 di 6) Metodo di misura in potenza (formula 15.15 guida CEI 82-25 V1)

$$PR_p = \frac{P_{ca}}{R_{fv2} \times \frac{G_p}{G_{STC}} \times P_n}$$



**PR<sub>p</sub>** = Performance Ratio in potenza

**P<sub>ca</sub>** = Potenza (kW) misurata in corrente alternata  
incertezza ≤ 2%

**P<sub>cc</sub>** = Potenza (kW) misurata in corrente continua incertezza ≤ 2%

**G<sub>p</sub>** = Irraggiamento (W/m<sup>2</sup>) misurato sul piano dei moduli incertezza sensore ≤ 3% e tensione uscita ≤ 1%

**G<sub>stc</sub>** = Irraggiamento in condizioni STC 1000 W/m<sup>2</sup>

**P<sub>n</sub>** = Potenza nominale dell'impianto (kW) o porzione di impianto in prova

**R<sub>fv2</sub>** = coefficiente di riduzione per temperature moduli sopra i 40°C (vedi in seguito)

### 10 – Verifica del dispositivo di interfaccia

- Impianti  $\leq 11,08$  kW e massimo 3 inverter



Verifica del dispositivo di interfaccia con autotest interno agli inverter  
Vanno eseguite 8 prove con foto del monitor degli inverter o report generato via software

- Impianti  $> 11,08$  kW o più di 3 inverter



- La verifica va eseguita sulla protezione esterna agli inverter con cassetta prova relè

## Scelta colonnine di ricarica

- Potenza



Le auto elettriche hanno capacità di energia elettrica («serbatoi») che, oggi, variano da 40 kWh a 80 kWh circa.

Il tempo di ricarica (completa) è pari alla capacità del serbatoio diviso la potenza

$$t(h) = \frac{C (kWh)}{P (kW)}$$

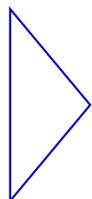
- Selezione potenza



- Sul mercato sono presenti colonnine capaci di regolare la potenza, addirittura con controllori di carico

### Scelta colonnine di ricarica

- **Gestione**



Sono presenti sul mercato colonnine attivabili da app o da schede transponder

- **Fatturazione**



Per installazioni in ambito condominiale bisogna concordare con l'amministratore la gestione della fatturazione dell'energia prelevata.

### Scelta colonnine di ricarica

- Prevenzione incendi



All'interno delle autorimesse soggette a normative antincendio è necessario

1. Sganciare il circuito di alimentazione
2. Prevedere colonnine di ricarica in Modo 3 o modo 4 (alimentate direttamente)

- Differenziale



Se il costruttore della colonnine garantisce una dispersione massima di 5 mA è possibile installare un differenziale di tipo A.

Viceversa è necessario un differenziale di tipo B

### Colonnine di ricarica e fotovoltaico



La presenza di un impianto fotovoltaico si sposa molto bene con la presenza di colonnine di ricarica auto

Se, come spesso accade, l'auto viene ricaricata di notte, è vivamente consigliato un sistema di accumulo

Un impianto fotovoltaico, ad esempio, da 5 kW è capace di produrre, in estate, 25 kWh che corrisponde circa a mezzo pieno di una utilitaria!

Se tale energia viene immagazzinata nelle batterie di accumulo, tutto il «pieno» notturno è sostanzialmente gratuito!

## Pompe di calore e fotovoltaico

Mese	Produzione (kWh)
Gennaio	54
Febbraio	70
Marzo	108
Aprile	124
Maggio	148
Giugno	152
Luglio	160
Agosto	139
Settembre	113
Ottobre	83
Novembre	54
Dicembre	42
<b>TOT</b>	<b>1247</b>

Gli impianti fotovoltaici, dai dati Enea, producono, da ottobre a Marzo, il 33% dell'energia annua

Per ottimizzare l'autoconsumo è pertanto necessario sovradimensionare il fotovoltaico.

Più precisamente, è necessario dimensionare il fotovoltaico secondo la produzione annuale.

Viene da sé che, di solito, la maggiore produzione estiva viene ceduta direttamente in rete.

Anche in questo caso i sistemi di accumulo servono per utilizzare l'energia anche di notte

Fine