

**linee guida
all'installazione
di impianti
fotovoltaici**



LINEE GUIDA ALL'INSTALLAZIONE DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

ORDINE DEGLI ARGOMENTI

Introduzione

Intro generale
L'effetto serra
Da Kyoto al fotovoltaico
Storia del fotovoltaico

L'energia del Sole

Calcolo della radiazione incidente
Alcune definizioni utili

Le celle fotovoltaiche

1. L'effetto fotovoltaico
2. Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica
3. Produzione di celle fotovoltaiche

Componenti d'impianto

0. Definizioni e schemi d'impianto
1. Dalla cella ai pannelli fotovoltaici
2. **SCELTA DI UN MODULO**
3. Connessioni – cablaggio (LPS se richiesto, SPD obbligatorio)
4. Strutture di sostegno
5. **Inverter e sistemi di controllo**
6. Quadri elettrici
7. **Sistemi di accumulo**

L'installazione

1. **RACCOMANDAZIONI GENERALI**
2. **FASI OPERATIVE**

Manutenzione

Tabella manutenzioni

Leggi e norme di riferimento

Intro

Intro generale

Fin dal suo inizio, la vita dell'uomo, o meglio la sua sopravvivenza, è stata garantita da quella quota di energia che riusciva a procurarsi e che gli permetteva di cibarsi, riscaldarsi e proteggersi. Grazie alle scoperte scientifiche e alle innovazioni tecnologiche che si sono succedute nei secoli della storia umana, la quantità di energia che l'uomo andava producendo ed sfruttando è cresciuta, per arrivare ai massimi valori di oggi. Valori che sono destinati a crescere con un ritmo incalzante per lo sviluppo industriali dei paesi dell'estremo oriente.

Se da un lato la disponibilità di energia significa benessere e miglioramento delle condizioni di vita, dall'altro ci si sta rendendo conto, in modo sempre più drammatico, che tutto questo ha un prezzo.

Il surriscaldamento della Terra, l'estensione del buco di ozono troposferico, l'inquinamento delle acque e dei suoli, l'aumento delle malattie respiratorie, sono solo alcune conseguenze dell'intensa attività umana e dello sfruttamento delle fonti energetiche.

L'effetto serra

La trasformazione dell'energia termica in energia meccanica ed elettrica avviene principalmente con la combustione delle fonti fossili (petrolio, carbone, gas metano). I residui gassosi della combustione vengono immessi direttamente in atmosfera: si tratta principalmente di CO₂, NO_x, SO_x.

La CO₂ (anidride carbonica), il vapor d'acqua, il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O), gli idrofluorocarburi (HFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafluoruro di zolfo (SF₆) sono i principali gas causa dell'effetto serra antropogenico, cioè derivato dalle attività umane.

Esiste infatti un fenomeno naturale di effetto serra prodotto dal vapore d'acqua, dalla CO₂ naturale, dall'ozono (O₃) e da altri gas presenti nell'atmosfera terrestre: consiste nella capacità che questi gas presentano di trattenere gran parte della radiazione infrarossa (calore) riflessa dalla superficie terrestre senza cederla all'universo. Questo provoca un aumento della temperatura media (temporale e geografica) della superficie sulla Terra, che si assesta intorno ai 16° C anziché ai -15° C che si avrebbero in assenza di quest'effetto, garantendo quindi la vita alle specie viventi.

Una quota della CO₂ immessa nell'aria dall'uomo viene smaltita naturalmente dalle piante attraverso la fotosintesi clorofiliana. Tuttavia l'incremento della quantità di CO₂ prodotta con le attività industriali e la contemporanea deforestazione, sta causando un aumento di concentrazione dell'anidride carbonica e degli altri gas serra via via crescente. La temperatura media della crosta terrestre è così destinata all'incremento, con catastrofiche conseguenze per gli esseri viventi (piante e animali).

Da Kyoto al fotovoltaico

E' stato a partire dall'osservazione dei possibili cambiamenti climatici innescati dall'effetto serra che agli inizi degli anni novanta alcuni scienziati hanno avviato un movimento di sensibilizzazione ed azione ai problemi derivanti dall'inquinamento. Ne è scaturito nel dicembre del 1997 il **Protocollo di Kyoto**: si tratta del documento redatto durante la terza Conferenza delle Parti (COP) svoltasi in Giappone, in cui i paesi industrializzati si impegnano nel periodo tra il 2008 ed il 2012 a ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 5% rispetto ai livelli di emissione del 1990. Il Protocollo di Kyoto è entrato in vigore ufficialmente il 16 febbraio 2005.

L'Unione Europea ha approvato il Protocollo il 25 aprile 2002 con la direttiva 2002/358/CE, impegnandosi a ridurre le emissioni di CO₂ dell'8%, quota che vede impegnati in modo diverso i vari paesi membri. L'Italia ha ratificato la direttiva con la legge n.120 del 1 giugno 2002, da cui è poi scaturito il "Piano nazionale per la riduzione delle emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra 2003-2010".

E' un impegno importante per la salvaguardia del pianeta, che implica di mettere in discussione i tradizionali sistemi di approvvigionamento dell'energia e i processi produttivi. Non solo, ma si tratta di rivedere e ridimensionare i consumi per passare ad uno sviluppo più sostenibile, consapevoli dell'importanza del risparmio energetico e dell'utilizzo di fonti di energia rinnovabili.

Per stimolare gli Stati ad una maggiore coscienza del problema energetico, la **Comunità Europea** è intervenuta pubblicando il *Libro Verde* sulla sicurezza nell'approvvigionamento energetico adottato nel 2000, dove si ribadisce la necessità di ricorrere alle fonti rinnovabili sia per rispettare i vincoli del Protocollo di Kyoto, incrementando la quota di energia elettrica e termica prodotta con queste, sia per ridurre la dipendenza del continente dalle fonti fossili, in particolare il petrolio, acquistate dai Paesi extracomunitari dell'OPEC.

Gli obiettivi del Libro Verde hanno trovato ulteriori conferme nel *Libro Bianco sulle Fonti Rinnovabili di Energia* in cui si è ribadito la necessità di arrivare a coprire la quota del 12% dei consumi interni con energia da fonti rinnovabili entro il 2010. Non solo: nella strategia energetica è riconosciuto un ruolo fondamentale al risparmio energetico, la prima fonte di energia alternativa, sia per quanto riguarda i consumi nell'edilizia che nei trasporti.

L'**Italia** dal canto suo ha attivato una serie di progetti ed emanato delle leggi che incentivano il ricorso alle fonti rinnovabili ed il risparmio energetico.

Si è partiti con il sistema di incentivazione tariffaria per impianti a fonti rinnovabili prevista dal disegno di legge del 1992 detto Cip6, rimasto in vigore fino al 1999, quando con il decreto legislativo n.79 è subentrato il sistema dei Certificati Verdi. Il decreto 79/99 ha sancito la

liberalizzazione del mercato elettrico, che in precedenza vedeva come monopolista l'ENEL, aprendo la strada ad un modello di approvvigionamento energetico non più esclusivamente centrale (grande centrale termoelettrica) ma distribuito nel territorio (piccole centrali rinnovabili e non).

Per quanto riguarda l'energia solare fotovoltaica è da ricordare il programma "Tetti Fotovoltaici" (D.L. 16 marzo 2001) con il quale si stanziavano dei finanziamenti che coprivano parte della spesa per l'installazione di impianti fotovoltaici di potenza variabile da 1 a 20 kW_p (finanziamento del 70%).

Nel 2003 si è compiuto un ulteriore passo avanti a sostegno delle fonti rinnovabili con la legge n.387 ("Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"), che prevedeva l'introduzione del "conto energia" per l'energia elettrica prodotta da moduli fotovoltaici. Per l'attuazione di quest'ultimo si è dovuto attendere fino al 28 luglio 2005 quando, con il decreto attuativo, è definitivamente entrato in vigore: il "Conto Energia" di fatto elimina i finanziamenti alla costruzione dell'impianto, per cui questo è totalmente a carico del proprietario, ma di contro stabilisce il prezzo corrisposto per l'energia che l'impianto produrrà per 20 anni (es: per un impianto di potenza minore di 20 kW_p, percepisco 0.445 €/kWh).

Per quanto riguarda invece l'uso razionale dell'energia negli edifici, ha trovato applicazione prima con la legge n.10 del 9 gennaio 1991, e poi, con limiti più rigorosi, con il recepimento della direttiva europea 2002/91/CE nella legge n. 192 del 19 agosto 2005.

Storia del fotovoltaico

La scoperta dell'effetto fotovoltaico risale al 1839 e si deve al francese Edmond Becquerel: mentre eseguiva alcuni esperimenti su celle elettrolitiche si accorse che il platino, una volta colpito dai raggi solari, dava origine ad una piccola corrente elettrica. Nel 1889 Charles Fritts realizzò la prima cella fotovoltaica al selenio: aveva un rendimento dell'1%.

Successivamente, grazie agli studi sull'effetto fotoelettrico (della luce solare su materiali metallici e semiconduttori) degli scienziati di inizio novecento, si andarono definendo le dinamiche del fenomeno (con la teoria dei quanti di luce di A. Einstein).

Tuttavia per arrivare all'utilizzo di materiali con maggior rendimento rispetto al selenio si dovrà aspettare fino al 1954, quando nei laboratori della BELL (!!!) verrà costruita la prima cella al silicio. Inizialmente si prevedeva un utilizzo esclusivo per applicazioni aerospaziali, visti i costi elevati e i modesti rendimenti dei moduli costruiti.

Da allora la tecnologia del fotovoltaico ha fatto molti passi avanti, avendo sfruttato i miglioramenti dell'industria elettronica e microelettronica, con cui condivide i principi di funzionamento.

Oggi, gli studi sperimentali vertono alla ricerca e allo sviluppo di nuovi materiali fotosensibili che consentano di eludere i problemi legati al reperimento e alla lavorazione delle materie prime (il silicio) e di abbattere ulteriormente i costi di questa tecnologia.

Perché impiegare l'energia solare?

Il Sole è la principale fonte di energia per la vita sulla Terra.

La sua influenza è tale da essere causa diretta o indiretta di tutti i fenomeni climatici e meteorologici

L'energia che ci invia è superiore al fabbisogno energetico umano (in meno di un'ora arriva sulla Terra una quantità di energia pari al fabbisogno mondiale annuo)

- È un'energia gratuita, che arriva comunque che si sfrutti o meno
- diffusa su tutto il pianeta, con qualche differenza per le diverse latitudini
- È tra le fonti energetiche inesauribili: si stima una vita del Sole di altri 5 miliardi di anni circa
- Lo sfruttamento dell'energia solare tramite processi fotovoltaici ha un basso impatto ambientale se si considera un bilancio globale tra energia spesa per produrre i generatori ed energia prodotta da questi ultimi.

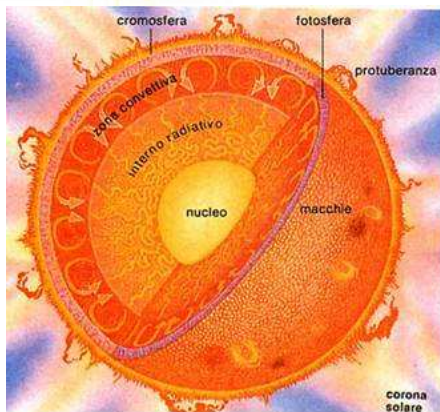
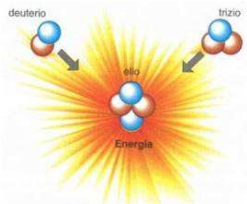
Svantaggi principali:

- È una sorgente variabile, non costante, che risente delle condizioni meteorologiche che alterano la trasparenza dell'atmosfera ai raggi solari e dei moti astronomici della Terra che causano l'alternarsi delle stagioni
- La disponibilità non coincide con i fabbisogni (notte)
- Ha alta densità di potenza (in termini di W/m^2), che si traduce nella necessità di avere ampie superfici di captazione
- Il suo sfruttamento è legato all'impiego di tecnologie "costose"
- Progettazione non standardizzata: variando le condizioni di irraggiamento con la latitudine, l'ottimizzazione delle caratteristiche d'impianto cambiano da località a località

L'energia del Sole

Grazie alle reazioni nucleari che avvengono nel suo nucleo, il Sole irradia verso l'universo un'enorme quantità di energia (fig. 1 e 2) sotto forma di onde elettromagnetiche. Parte di questa energia giunge ai nove pianeti del sistema solare, tra cui anche la Terra (fig. 3).

Il Sole può essere assimilato ad un corpo nero con temperatura superficiale di circa 6000 K^1 (per corpo nero si intende un corpo che assorbe completamente la radiazione termica incidente, qualsiasi sia la temperatura. Grado Kelvin (K)= $^{\circ}\text{C} + 273.15$)



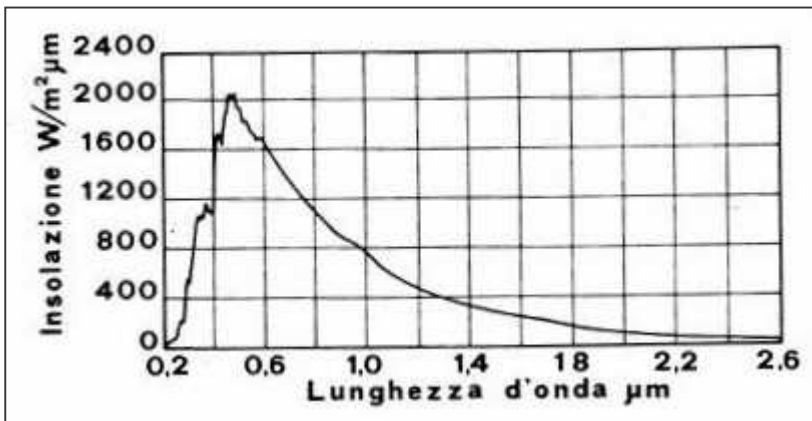
Il Sole è costituito da un nucleo in corrispondenza del quale avviene la reazione nucleare : alla temperatura di una decina di milioni di gradi, gli atomi di idrogeno (H) si fondono formando atomi di elio (He) e liberando energia sotto forma di raggi γ e raggi x (si stima che ogni secondo 700 milioni di tonnellate di H diventino He). L'energia liberata attraversa la zona radiativa e convettiva dove avviene la trasmissione del calore generato tra i gas allo stato di plasma, fino a giungere in superficie, nella fotosfera. Da lì si distribuisce in ogni direzione nell'universo sotto forma di radiazione elettromagnetica.

Alcuni dati:

distanza Sole - Terra	150.000.000 km
Diametro	1.392.000 km
rispetto alla Terra	109 volte
Massa	$1,99 * 10^{30}$ kg
rispetto alla Terra	333.400 volte
Densità	$1,411\text{ kg/cm}^3$
rispetto alla Terra	0.26 volte
Temperatura superficiale	5780 K
Velocità della luce	300000 m/s

La Terra, fuori dall'atmosfera, è investita da un flusso di energia radiante incidente perpendicolarmente su una superficie di area unitaria del valore di 1353 W/m^2 . Si parla in questo

caso di radiazione solare o più semplicemente di luce solare. La luce solare, come tutte le radiazioni elettromagnetiche, è composta da diverse componenti cromatiche caratterizzate da un valore di lunghezza d'onda e da un valore di intensità diverso. Si parla in questo caso di spettro della radiazione. Tale scomposizione può essere visualizzata graficamente indicando per le diverse lunghezze d'onda il valore di insolazione, secondo una curva caratteristica. Per la radiazione al di fuori dell'atmosfera lo spettro è rappresentato dalla **figura** seguente.



Spettro solare al di fuori dell'atmosfera

Il 99% della radiazione solare ha lunghezze d'onda variabili tra 0,28 µm e 4,96 µm. Tra 0,4 e 0,8 µm vi è il campo del visibile (circa il 38% della radiazione dello spettro solare). Per valori di λ minori di 0,4 µm si è nel campo dell'ultravioletto (pari a circa l'8,73% della radiazione solare); per valori maggiori di 0,7 µm si è nel campo dell'infrarosso, quindi della radiazione che trasmette calore (il 53,12% della radiazione dello spettro solare).

Il massimo dell'insolazione si ha per una lunghezza d'onda pari a 0,48 µm (campo verde del visibile).

A questo punto si devono fare delle considerazioni.

Il valore di 1353 W/m^2 è il valore della costante solare (G_0), pari all'energia incidente normalmente ($\theta=90^\circ$) su una superficie di area unitaria in assenza di atmosfera e per una distanza media tra Terra e Sole. Poiché la Terra è ricoperta da uno strato di gas, l'atmosfera appunto, l'energia che il Sole irradia non giunge totalmente sulla superficie del nostro pianeta: in parte viene riflessa e dispersa, in parte viene assorbita dai gas atmosferici (azoto, ossigeno, vapore acqueo, ozono...); la restante giunge direttamente alla superficie.

La potenza specifica massima che arriva al suolo è stimata intorno a valori di 1000 W/m^2 : si tratta di un valore indicativo, aumentabile per atmosfere trasparenti (deserti), minore per atmosfere meno trasparenti (località urbane), legato alla posizione della Terra rispetto al Sole (percorso dei raggi solari), alla latitudine e all'altitudine.

La radiazione solare globale viene distinta nelle due componenti:

- **La radiazione diretta** (H_b) costituita dai raggi che dal Sole giungono senza subire deviazioni angolari alla superficie terrestre.
- **La radiazione diffusa** (H_d) comprende la parte di raggi solari che incontrano particelle di gas atmosferici e da queste vengono riflessi, variando l'angolazione di incidenza. È una frazione della radiazione solare importante variabile in base alle condizioni meteorologiche, oltre che per altitudine, latitudine e declinazione solare. Fenomeni prodotti dalla diffusione

della luce solare sono ad esempio l'aurora, o crepuscolo mattutino, e il crepuscolo serale, o serotino.

A queste due componenti si deve aggiungere il contributo di **riflessione** (H_r) che possono fornire le superfici su cui incide la radiazione solare. È un contributo proporzionale ad un indice r , detta riflessività, che varia in funzione della superficie (ad esempio per l'acqua vale....., per un prato....., per un bosco...).

La radiazione complessiva è pari:

$$H = (H_r) + (H_d) + (H_b)$$

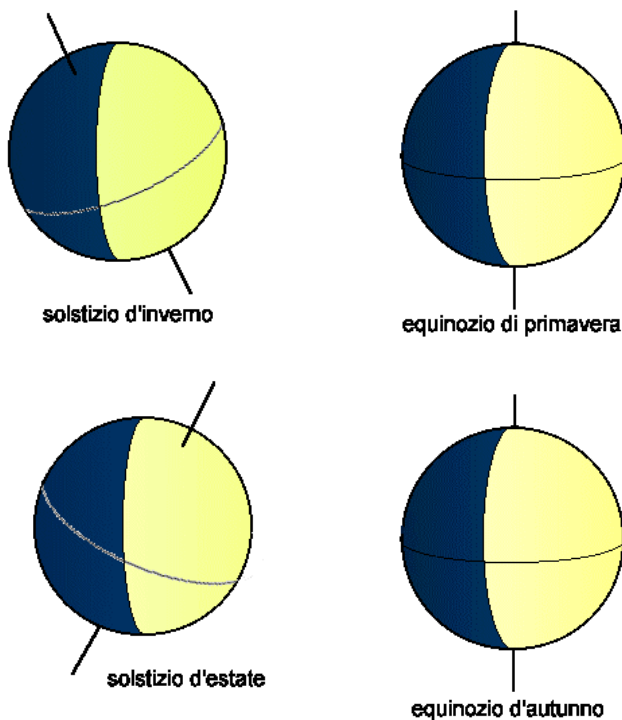
Il Sole non irradia allo stesso modo le regioni della Terra a causa dei moti terrestri. Osservando la **figura** si vede che la Terra si muove compiendo un percorso ellittico attorno al Sole (moto di rivoluzione- 1 anno). Durante l'anno quindi la distanza Terra – Sole varia quotidianamente: solo durante i due equinozi (21 marzo e 23 settembre) ha lo stesso valore, per diminuire in inverno (-3%) e aumentare in estate (+3%) rispetto al valor medio.

Inoltre, varia la posizione dell'asse terrestre rispetto al piano meridiano del Sole, passando da -23,45° a +23,45° circa (si spiegano le stagioni alternate tra emisfero nord e sud).

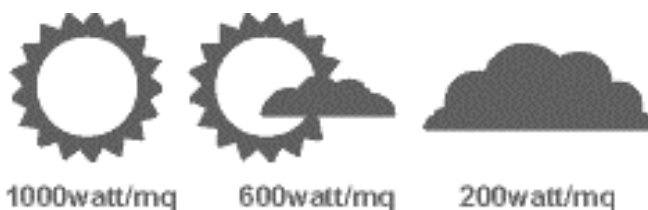
A causa dell'inclinazione dell'asse terrestre i raggi solari incidono la superficie della sfera terrestre con angolazioni (θ) variabili in base alla latitudine (ϕ).

Questi fenomeni spiegano l'alternarsi delle stagioni e perché d'estate sia più caldo che d'inverno: i raggi solari, grazie alla posizione dell'asse terrestre, giungono con una direzione più vicina alla perpendicolare alla superficie, quindi sono più concentrati (ho una stessa quantità di energia che si ripartisce in un'area minore).

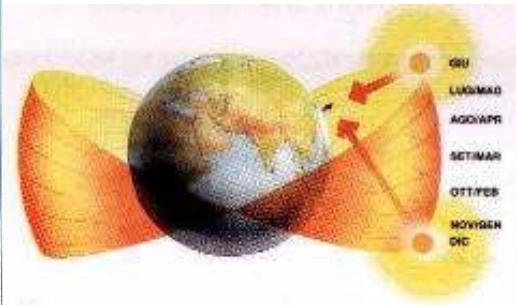
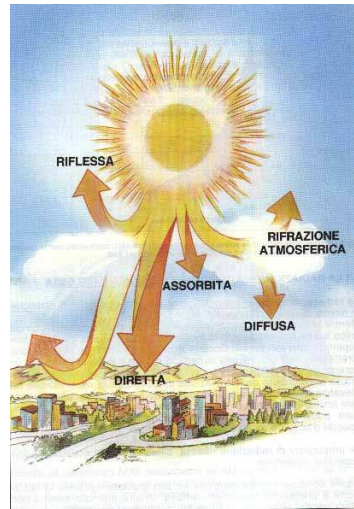
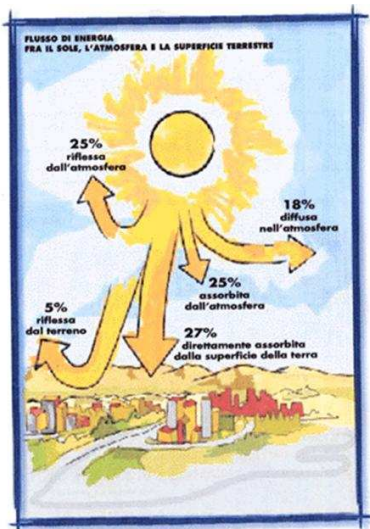
Quest'ultimo elemento non è da sottovalutare: la direzione dei raggi rispetto alla superficie arriva ad alterare notevolmente l'efficacia della trasmissione di energia.



Nella figura sono riportate le posizioni della Terra nei diversi momenti dell'anno – equinozi e solstizi – con evidenziata l'area irraggiata dal Sole



Le tre vignette indicano la variazione dell'intensità di radiazione con le diverse condizioni meteorologiche. Come si vede anche con il cielo coperto riesco comunque a captare energia utile per il funzionamento dei moduli.



Visto il numero di variabili in gioco, è importante capire come queste possano influenzare il rendimento del modulo fotovoltaico, o meglio, come si possa ottimizzare la posizione di quest'ultimo per ottenere la massima energia.

Si può eseguire una stima della radiazione solare diretta e diffusa incidente su una superficie posta ad inclinazioni diverse. A queste due componenti va aggiunta l'eventuale parte di radiazione riflessa proveniente dalle superfici al suolo circostanti.

Poi, tenendo conto delle prestazioni del modulo fotovoltaico e delle condizioni di irraggiamento dell' "anno medio" si arriva a prevedere la produzione dell'impianto. Si tratta sempre di approssimazioni, utili però in fase di progettazione e valutazioni di fattibilità preliminari.

AIR MASS

Come si è visto, la radiazione solare diretta che giunge al suolo dipende dallo strato d'aria attraversato dai raggi solari: i gas dell'atmosfera causano fenomeni di dispersione ed assorbimento che alterano la radiazione solare incidente a livello del suolo.

A tal fine si utilizza un indice che correla il percorso dei raggi solari in base all'angolo di incidenza, e quindi alla massa d'aria attraversata, con l'energia trasmessa: l'Air Mass.

Valori di riferimento:

AM0 = radiazione estratmosferica (al di sopra dell'atmosfera)

AM1 = radiazione al suolo con traiettoria perpendicolare all'orizzonte

AM1.5 = radiazione al suolo con angolo di zenith (h) di circa 42° (standard)

Alcune definizioni utili (da norma UNI 8477)

GRANDEZZA	SIGNIFICATO	DISEGNI
Latitudine ϕ	<p>Suddivisione della crosta terrestre in circonferenze parallele all'equatore in numero di 180, 90 a nord e 90 a sud, che degenerano man mano fino a punti in corrispondenza dei poli. Il grado ϕ rappresenta il parallelo passante per una data località, ne specifica la latitudine, cioè l'altezza, rispetto all'equatore (0°) con un segno + o - se si tratta rispettivamente di emisfero nord o sud.</p> <p>Esempio: ϕ (Venezia) = $+45^\circ$.</p> <p>Viene calcolata pari all'angolo che si forma tra il piano equatoriale e la retta che congiunge il centro della sfera terrestre con il punto considerato.</p>	
Longitudine	<p>Suddivisione della crosta terrestre in semicirconferenze massime passanti per i poli e ortogonali ai paralleli. Ad ogni meridiano è associata una longitudine: si va da 0° del meridiano di Greenwich a 180° dell'antimeridiano corrispondente. In totale si hanno 360 meridiani di riferimento.</p>	
Angolo orario ω	<p>Angolo formato dal piano meridiano per l'osservatore con il piano meridiano passante per il Sole (cerchio orario)</p> <p>Vale 15° per ora ($360/24$). È posto uguale a 0° al mezzogiorno solare locale, positivo nelle ore del mattino, negativo nel pomeriggio.</p> <p>Esempio: ore 10.00 = $+30^\circ$, ore 15.00 = -45°.</p>	
Azimut di una superficie γ	<p>Angolo formato dalla normale alla superficie e dal piano meridiano del luogo. Si indica con 0° il sud, con gradi positivi rotazioni verso ovest, con gradi negativi rotazioni verso est.</p>	
Mezzogiorno solare	<p>Si ha quando il Sole si trova esattamente a sud (azimut = 180°), cioè quando transita sul meridiano corrispondente alla posizione dell'osservatore. Può anche non coincidere con il mezzogiorno orario.</p> <p>Al mezzogiorno solare il Sole raggiunge la massima altezza giornaliera.</p> <p>Al mezzogiorno solare si la proiezione più corta delle ombre ed esattamente in direzione sud-nord.</p> <p>(Verifica possibile attraverso lo gnomone, asta piantata verticalmente nel terreno).</p>	<p>Figura con gnomone</p>
Declinazione solare δ	<p>Angolo che la retta tracciata dal centro della Terra al Sole forma con il piano orizzontale passante per l'osservatore stesso. Il suo valore varia da un massimo di $+23^\circ26'$ in estate ad un</p>	$\delta = 23.45 \text{ sen}[360(284+n)/365]$

	minimo di -23°26' in inverno.	
Inclinazione della superficie β	Angolo tra la superficie considerata e il piano orizzontale su cui giace.	
Angolo di incidenza θ	Angolo con cui i raggi solari colpiscono una superficie inclinata (ad esempio la superficie dei moduli fotovoltaici). È calcolato a partire dagli angoli precedenti ($\beta, \delta, \gamma, \phi, \omega$).	
Radiazione	Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche. Si misura in kWh o MJ.	
Flusso di energia raggiante		
Radianza		
Intensità della radiazione solare incidente I	Misurata in W/m^2 , è il rapporto tra il flusso di energia raggiante incidente con un angolo θ una superficie con generica inclinazione (β) e l'area della superficie stessa. r: indice correttivo dovuto al variare della distanza quotidiana Terra-Sole	$I = r I_{sc} \cos\beta$
Radiazione solare globale H	Intensità della radiazione solare calcolata nell'intera giornata, somma delle componenti diretta, diffusa e riflessa. È misurata in W/m^2 giorno.	
Irraggiamento solare diretto H_b		
Irraggiamento solare diffuso H_d		

Tabella:

alla latitudine di Venezia (Milano) Roma e Palermo vedere quale producibilità si riesce ad avere per diverse inclinazioni dei moduli (40°, 30°, 20°)...

Vedi itis Marconi (PD)

Per il calcolo della radiazione solare si deve fare riferimento alla
Norma UNI 8477 (parte I)

Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.

- Norma per effettuare valutazioni di massima dell'apporto energetico medio mensile dell'energia solare

Contiene:

- Definizioni generali, specifiche e dei parametri geometrici
- Calcolo dell'irraggiamento su una superficie comunque inclinata ed orientata
- Esempi di calcolo
- Uso dei diagrammi solari
- Prospetti
- Appendici

TABELLE DA NORMA UNI 8477 per dimensionamenti di massima per varie latitudini.

Le celle fotovoltaiche

- 1. L'effetto fotovoltaico
- 2. Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica
- 3. Produzione di celle fotovoltaiche

1. L'effetto fotovoltaico

Il principio di funzionamento di una cella fotovoltaica si basa sul cosiddetto effetto fotoelettrico. Questo fenomeno consiste nel trasferimento di energia dai fotoni componenti la radiazione solare incidente agli elettroni atomici del materiale solido impiegato (Silicio o altri). L'energia ceduta agli elettroni può essere opportunamente sfruttata per generare una tensione elettrica da cui ottenere una corrente elettrica a tensione continua, si parla in questo caso di effetto fotovoltaico.

Nello specifico l'effetto fotovoltaico consente agli elettroni, recettori di energia, di spostarsi dalla regione atomica in cui orbitano abitualmente, detta banda di valenza, ad una regione periferica, definita banda di conduzione, da cui possono migrare verso altri atomi componenti il materiale. Se il materiale è costituito da una giunzione di due materiali drogati in modo opposto (p-n) la migrazione atomica può generare una differenza di potenziale tra i capi opposti della giunzione da cui si può ottenere una tensione elettrica e conseguentemente una corrente elettrica.

Nel caso delle celle al silicio si impiega un trattamento di drogaggio superficiale su di un supporto già drogato in partenza. Il drogaggio consiste nella deposizione nel reticolo atomico del silicio di elementi chimici quali boro, fosforo, arsenio che porta il materiale ad avere un eccesso o un difetto di elettroni liberi.

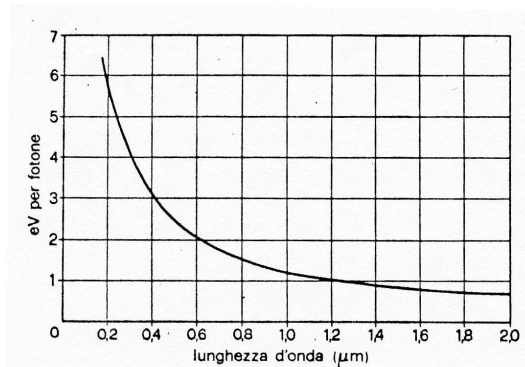
Ogni fotone possiede un'energia ϵ [J] esprimibile con la relazione

$$\epsilon = h \cdot \nu$$

Con h costante di Plank pari a $6.625 \cdot 10^{-34}$ J·s, ν frequenza della radiazione [Hz]. Se si esprime la frequenza ν in relazione alla lunghezza d'onda λ [m] la relazione diventa:

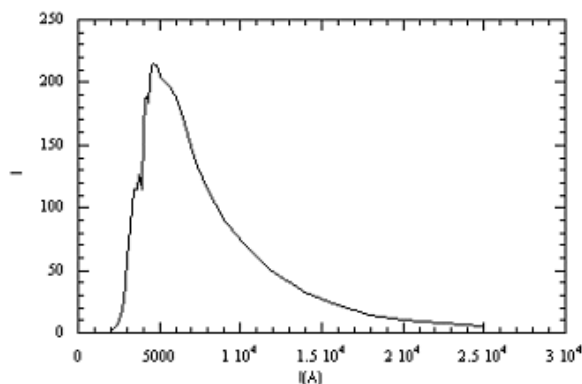
$$\epsilon = \frac{h \cdot c}{\lambda}$$

con $\nu = c/\lambda$.



Tali relazioni servono a spiegare il fatto che al crescere della frequenza (e al calare della lunghezza d'onda) l'energia propria dei fotoni cresce.

Come visto in precedenza la radiazione solare è distribuita nelle varie lunghezze d'onda secondo uno spettro caratteristico il cui grafico è qui riportato.



L'energia ceduta dai fotoni agli elettroni affinché questi migrino verso la banda di conduzione deve essere superiore ad un valore minimo chiamato **energia di gap** ϵ_{gap} , con un valore caratteristico di ogni materiale impiegato nelle costruzioni delle celle FV.

Per il silicio l'energia di gap vale $\epsilon_{\text{gap}}(\text{Si})=1.08$ eV (elettronvolt). Dall'uso delle relazioni precedenti si può ricavare che le radiazioni solari con lunghezza d'onda λ superiore a $1.11 \cdot 10^{-6}$ m (banda dell'infrarosso) non sono in grado di produrre effetto fotovoltaico. Questa parte dello spettro solare corrisponde a circa il 25% del contributo energetico, pertanto si può sfruttare solo la rimanente quota pari al 75% dell'energia solare incidente.

Una fetta dello spettro della radiazione solare risulta ininfluente alla produzione FV : questa è la prima limitazione nell'utilizzo energetico del Sole.

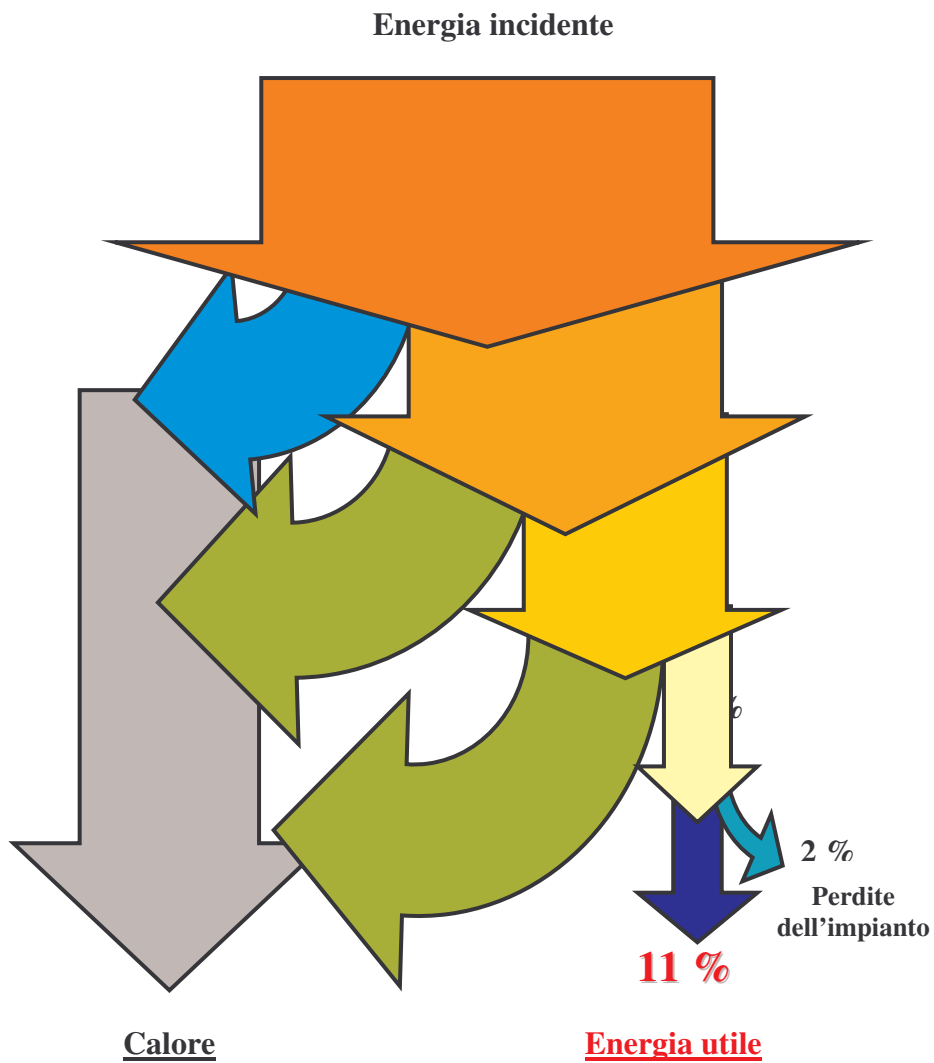
Inoltre, l'energia di gap risulta necessaria e anche sufficiente ad attivare l'effetto fotovoltaico, ovvero la radiazione con energia superiore cede solo la quota energetica pari all' ϵ_{gap} mentre la rimanente viene dissipata in calore.

I due fatti chiariscono che esiste una limitazione rigida all'energia ricavabile per effetto FV e che pertanto l'**efficienza**¹ teorica di una cella, calcolata come rapporto tra energia elettrica prodotta e energia solare totale incidente, non può essere alta e con un valore di circa il 44%, con il 56% dissipato in calore.

Vi sono poi dei fenomeni fisici locali nelle celle che abbassano ulteriormente l'efficienza: in laboratorio nelle migliori condizioni operative possibili non si supera il 33%, con valori per le celle al Si cristallino attorno al 20-25%. Nella pratica vanno poi considerate una serie di perdite che degradano il valore dell'efficienza per giungere ai valori di un modulo FV al Si monocristallino tipicamente attorno al 13-17%. Se si considerano anche le inefficienze legate ad altri componenti di un impianto FV completo si giunge a valori del 10-12%.

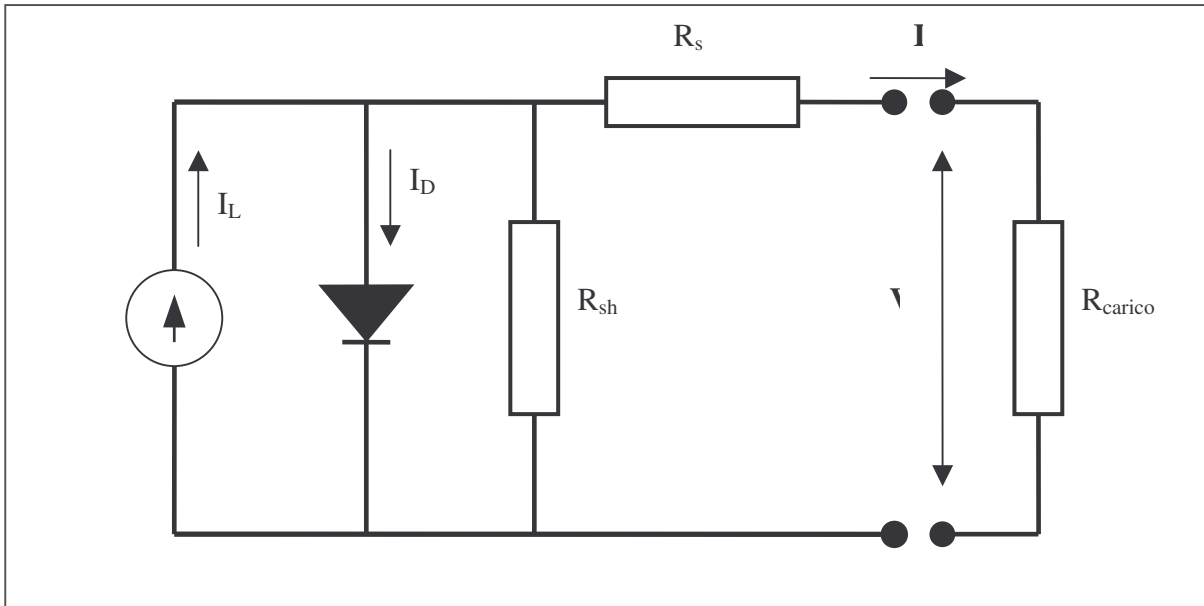
Il grafico seguente sintetizza qualitativamente il processo di conversione a partire dalla radiazione sino all'utilizzatore finale.

¹ L'efficienza (indicata con η) è il rapporto tra quanto si riesce ad ottenere e quanto si è impiegato inizialmente in un processo di conversione: $\eta = \frac{(Quantità)ottenuta}{(Quantità)ingresso}$ [%] , valore sempre minore al 100%.



2. Caratteristica elettrica di una cella fotovoltaica

Il comportamento elettrico di una cella FV è descrivibile assimilando il comportamento della cella a quello di un **diodo** e usando un circuito equivalente opportuno con una relazione caratteristica tensione-corrente.



Dove : I_L corrente di luce; quella che si otterrebbe dalla cella vista come generatore ideale di corrente senza perdite;

I_D corrente di diodo; è l'effetto rettificante della cella composta da una giunzione P-N

R_s resistenza di serie, rappresenta l'insieme delle resistenze proprie delle connessioni elettriche presenti;

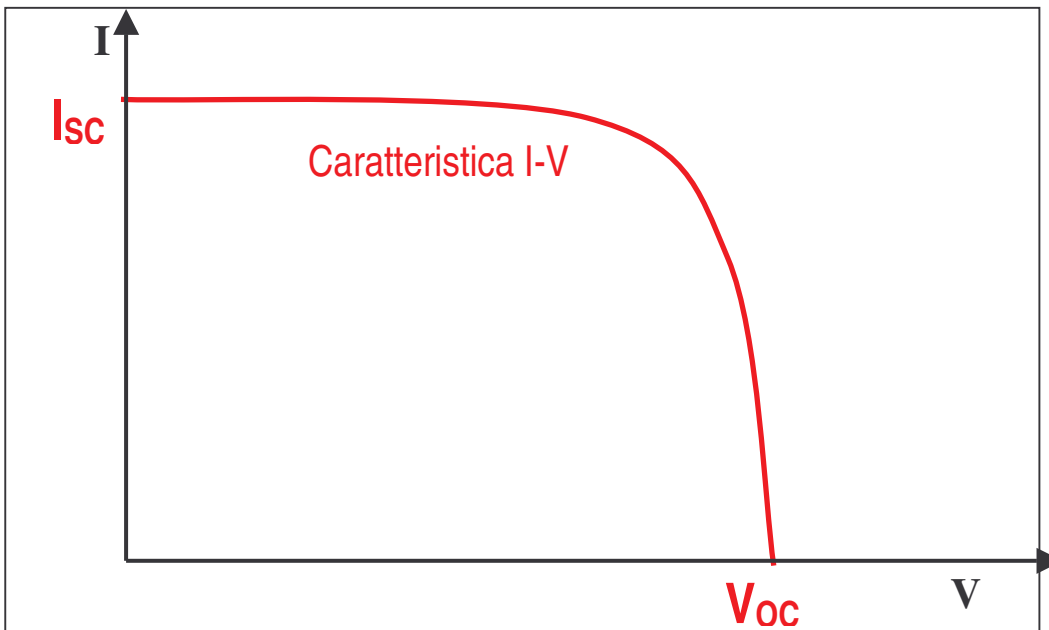
R_{sh} resistenza di shunt, rappresenta le perdite dovute alle correnti di dispersione all'interno delle celle FV;

R_{carico} resistenza del carico.

Dal circuito si può ricavare una relazione caratteristica I-V:

$$I = I_L - I_D - I_{sh} = I_L - I_D - \frac{V + IR_s}{R_{sh}}$$

Che graficamente è rappresentabile con la figura seguente.



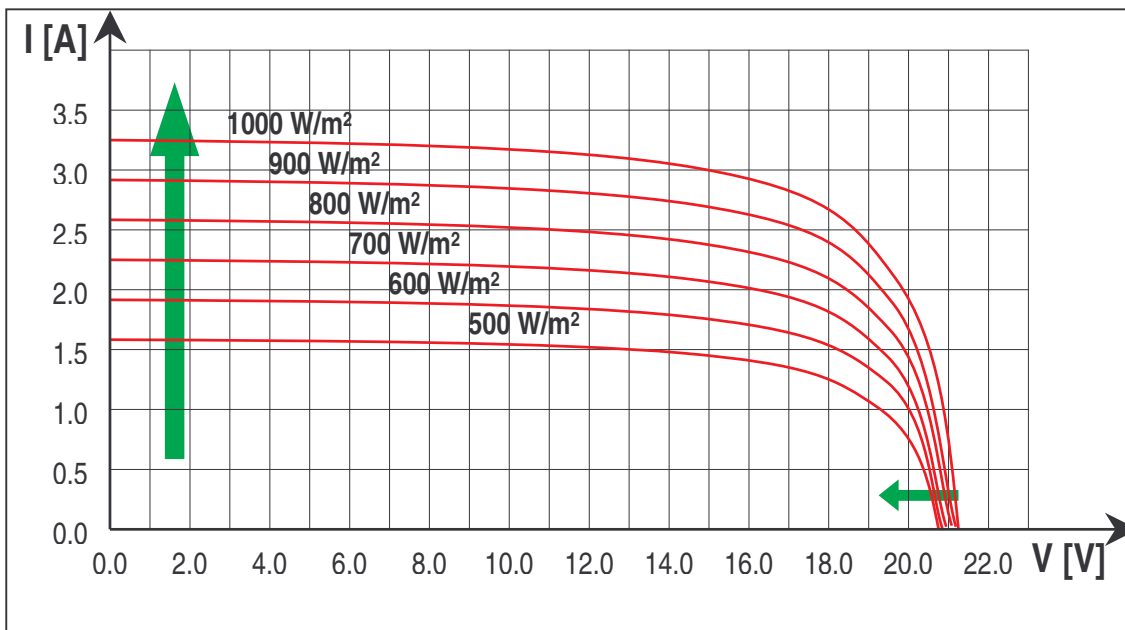
La curva definisce due valori di interesse tecnico:

- I_{SC} corrente di corto circuito (*SC = short circuit*) (assenza di carichi) e tensione nulla;
- V_{OC} tensione di circuito aperto (*OC = open circuit*) (assenza di corrente).

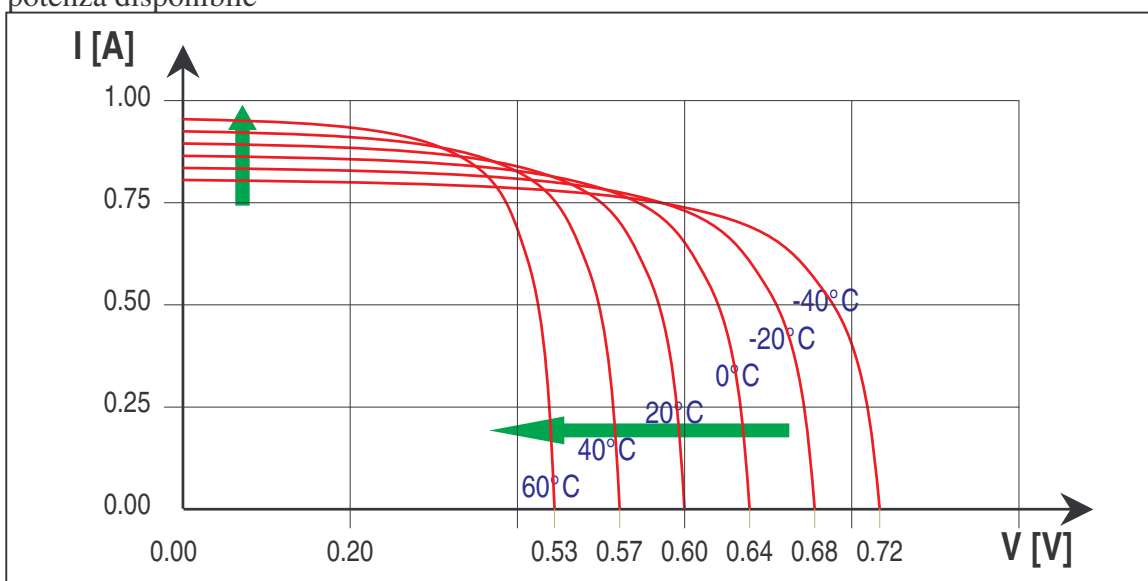
I punti sulla curva definiscono il comportamento della cella al variare del carico applicato a valle della stessa, determinando punto per punto il valore della potenza istantanea erogata:

$$P = V \times I$$

La curva caratteristica è legata alle condizioni operative considerate e primariamente al valore dell'irraggiamento. Il suo variare in funzione di questo valore è descritto dal grafico seguente dove si nota che l'effetto è quello di innalzare la corrente I_{SC} lasciando sostanzialmente inalterata la tensione V_{OC} , con un incremento della potenza erogata.



L'effetto della **temperatura** è invece penalizzante al suo crescere e abbassa la tensione V_{OC} alzando leggermente la corrente I_{SC} , ma con l'effetto complessivo di abbassare leggermente la potenza disponibile



Per questi motivi quando si parla di prestazioni di una cella (e di conseguenza di un modulo costituito da celle) ci si deve riferire ad una condizione ambientale precisa e standardizzata. Si definisce allora l'insieme delle condizioni standard o **STC** (Standard Test Condition) che prevedono:

- una temperatura della cella di almeno **25 °C**;
- un irraggiamento pari a **1000 W/m²** incidente normalmente sulla superficie della cella o pannello
- una distribuzione dello spettro solare pari a quello ottenibile con la condizione di Air Mass (AM) pari a **1,5**. Il valore di AM è il rapporto tra l'effettivo percorso dei raggi solari e il minimo possibile, in altre parole possiamo dire che il valore medio di 1,5 è quello che corrisponde mediamente alla situazione che si ha ad una latitudine di 45°.

3. Produzione di celle fotovoltaiche

Esistono diverse materiali utilizzati per la costruzione di celle FV, quello più usato è il silicio.

Celle in silicio cristallino

Il **silicio** è un materiale ampiamente diffuso sulla crosta terrestre (in termini di peso è il secondo componente per il 25.7%) anche se presente principalmente sottoforma di composto con l'ossigeno come la comune silice (SiO₂) presente in moltissime rocce.

Mediante una sequenza di processi chimici e metallurgici che impiegano una quantità energetica considerevole si ottiene in genere un lingotto di forma cilindrica o a parallelepipedo che verrà poi tagliato in fette molto sottili.

Il livello di purezza del silicio ottenuto è molto elevato per l'impiego principale a cui è destinato, quello del settore dei semiconduttori elettronici, mentre per gli usi fotovoltaici il livello di purezza è inferiore per non aggravare ulteriormente il costo di produzione già alto.

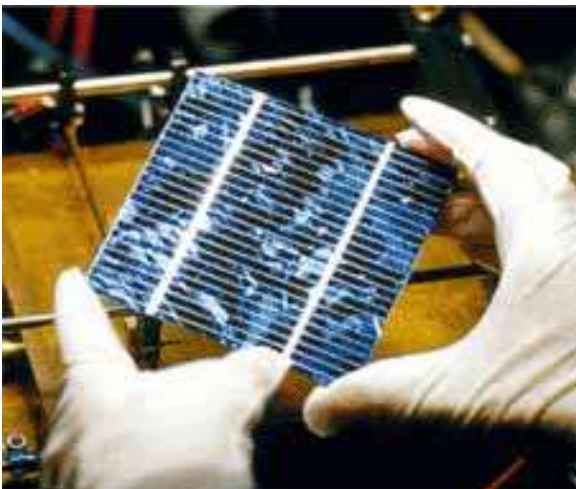
La tipica cella fotovoltaica al silicio è una sottile fetta chiamata abitualmente *wafer*, dello spessore di 0,2 -0,3 mm e di forma quadrata o comunque squadrata il più possibile (sono oramai in disuso le sezioni circolari) per ricoprire la maggiore superficie utile sui pannelli dove verranno assemblate. Dimensioni tipiche dei lati sono 10, 12,5 fino al massimo 15 cm.

La forma cristallina del silicio può essere monocristallina, ovvero generata per solidificazione controllata con struttura dei reticoli cristallini orientati secondo una unica direzione di crescita, oppure policristallina con reticoli cristallini orientati in varie direzioni e raggruppati in grani.

In genere il wafer di policristallo si origina dalla fusione e successiva ricristallizzazione del silicio di scarto dell'industria elettronica.

Visivamente la distinzione è evidente dato che nella struttura policristallina i diversi grani riflettono la luce in modo diverso dando alla superficie un aspetto "a macchie".

Foto:



Tecnicamente il silicio monocristallino fornisce prestazioni superiori in termini efficienza e consente di avere nelle applicazioni una minore superficie occupata a parità di potenza installata ma con un costo superiore rispetto al silicio policristallino.

Perché il wafer diventi una vera e propria cella fotovoltaica, occorre (sia per il mono che per il policristallo) partire da un wafer precedentemente drogato, in questo caso di tipo “p” e successivamente:

- “pulirlo” mediante un attacco in soda;
- introdurre nel materiale atomi di fosforo (drogaggio di tipo “n”), affinché si realizzi la giunzione “p”-“n”. Questo avviene facendo passare lentamente le fette all’interno di un forno, che diffonde nel materiale acido ortofosforico, contenente appunto gli atomi di fosforo desiderati;
- dopo aver applicato un sottile strato di antiriflesso (biossido di titanio, TiO_2), si realizza la connessione elettrica tra le celle fotovoltaiche, attraverso due contatti metallici, uno sulla faccia esposta e l’altro su quella opposta. Normalmente si ottengono per evaporazione sotto vuoto di metalli a bassissima resistenza elettrica ed effettuando successivi trattamenti termici al fine di assicurarne la necessaria aderenza alla superficie della cella. Mentre la metallizzazione posteriore copre tutta la faccia, quella frontale esposta alla luce deve avere una configurazione geometrica tale da consentire un buon compromesso tra trasparenza alla radiazione incidente e massima raccolta degli elettroni liberi nel processo di conversione
- a questo punto la cella viene testata mediante una simulazione delle condizioni standard di insolazione (1000 W / m^2 a $25 \text{ }^\circ\text{C}$ con spettro AM 1,5), per poterla classificare e quindi raggruppare insieme a celle aventi analoghe caratteristiche elettriche. Questo passaggio è molto importante per evitare di realizzare dei moduli con celle molto diverse tra di loro, che porterebbero ad una drastica riduzione delle prestazioni del modulo fotovoltaico.

Celle (film) in silicio amorfo

Correttamente in questo caso non si parla di una vera e propria cella di silicio ma bensì di film in silicio amorfo.

Il silicio utilizzato dispone di una struttura molecolare irregolare, priva delle regolarità tipiche di una cristallina, caratterizzato da legami atomici variabili.

Non si usa silicio puro ma suoi composti con l’idrogeno come il silano (SiH_4) o il disilano (Si_2H_6), depositati (o se vogliamo spruzzati) in forma di pellicole sottilissime ($1 \mu\text{m}$) su supporti specifici.

Dal punto di vista dell’efficienza i valori teorici sono dell’ordine del 20% ma le realizzazioni pratiche sono comunque sotto il 10%. Sono impiegate largamente per dispositivi elettronici di bassa potenza come calcolatrici e gadget.

Altri materiali e tecnologie innovative (cenni)

Sono soprattutto costituiti da tecniche basate sulla stesura di film sottile con impiego di composti quali il diselenurio di indio e rame ($CuInSe_2$) detto anche CIS e il tellururo di cadmio ($CdTe$). Il supporto utilizzato può essere di tipo flessibile e consentire di realizzare celle molto leggere e adatte ad usi mobili (caravan, barche). I valori ottenuti per l’efficienza di conversione sono dell’ordine del 10-12%.

Ancora in una fase di sviluppo sono i film a policristalli di arseniuro di gallio ($GaAs$) e arseniuro di gallio e alluminio ($GaAlAs$). Sono caratterizzati da una alta efficienza teorica con valori attorno al 30% ma penalizzati da costi di produzione elevatissimi e giustificati per ora solo da applicazioni spaziali.

Una interessante evoluzione delle celle a film sottile è la possibilità di realizzare delle celle multistrato dette a **giunzione multipla**. Costituite da differenti materiali semiconduttori, ciascuno con un valore proprio di ϵ_{gap} (energy gap), disposti a strati sovrapposti. Gli strati sfruttano

singolarmente lo spettro della radiazione solare che compete loro e complessivamente massimizzano l'energia fotovoltaica ottenuta, con l'effetto di aumentare l'efficienza totale di conversione. Il tipo più diffuso è costituito da due celle a giunzione singola sovrapposte denominato **tandem**. A livello teorico si calcola che possano arrivare ad un valore per l'efficienza di conversione pari al 30%.

Altra tecnica innovativa in fase di sviluppo è l'uso di **sistemi di concentrazione** (specchi) abbinato di GaAs monocristallino (costosissimo), che consente di sostituire una parte della superficie occupata dalle celle FV con superficie riflettente con un vantaggio di costo su queste ultime.

Tabella riepilogativa sui materiali per celle FV

	Si monocristallino	Si multicristallino	Si amorfo	GaAs	CdTe	CIS (CULNSe2)
Efficienza della cella η (valori indicativi)	14-17%	12-14%	4-6% singolo 7-10% tandem	30% in laboratorio	10%	12%
Vantaggi	Alto rendimento Garanzia di durata e stabilità	Rapporto η /costo Produzione più semplice	Costo Minore energia nella fabbricazione η buono con scarso irraggiamento Flessibile	Adatto alle alte temperature dei sistemi a concentrazione	Basso costo	Molto stabile
Svantaggi	Costo Complessità produttiva	Complessità produttiva Sensibilità alle impurità	Basso rendimento Degradazione iniziale Stabilità negli anni	Tossicità in fase produttiva Costo	Tossicità del cadmio in fase produttiva Scarsità del materiale	Costo

L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Componenti d'impianto

0. Definizioni e schemi d'impianto

1. Dalla cella ai pannelli fotovoltaici

2. SCELTA DI UN MODULO

3. Connessioni – cablaggio (LPS se richiesto, SPD obbligatorio)

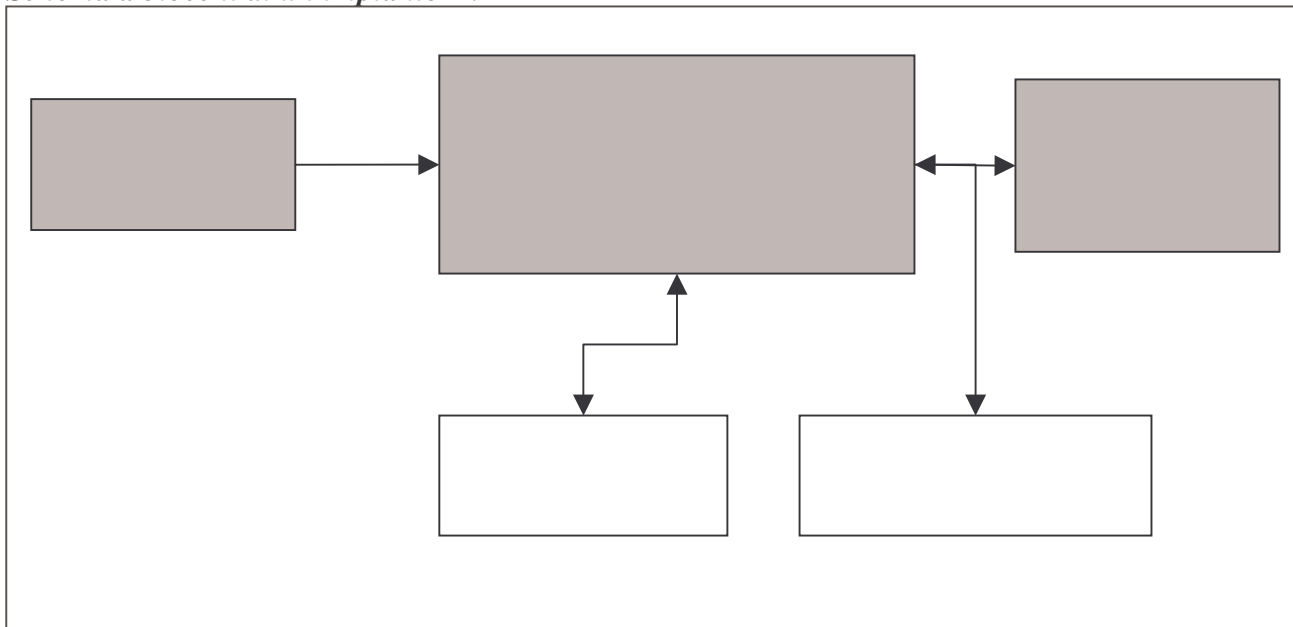
4. Strutture di sostegno

5. Inverter e sistemi di controllo

6. Quadri elettrici

7. Sistemi di accumulo

Schema a blocchi di un impianto FV



Lo schema sintetizza le possibili configurazioni che caratterizzano un impianto FV. In esso sono presenti cinque insiemi, composti ciascuno da diversi elementi, che in varie configurazioni caratterizzano le tipologie di impianto.

La distinzione più importante è relativa alla presenza o assenza di una **rete elettrica**. In tal caso si parla rispettivamente di impianti *grid connected* (connesso in rete) e di impianti *stand alone* (utenza isolata), come casi tipici possiamo ipotizzare per il primo una comune abitazione servita da rete elettrica e per il secondo una baita montana isolata.

In un impianto FV di dimensioni medio piccole sono necessariamente presenti il **campo fotovoltaico**, il **sistema di condizionamento della potenza** e il **carico elettrico**. Gli impianti di grosse dimensioni (*indicativamente sopra i 50 kW*) dedicati alla produzione elettrica sono connessi direttamente alla rete elettrica senza carichi elettrici in prossimità.

Nel caso di impianti stand alone è necessaria la presenza di **batterie di accumulo** per immagazzinare l'energia prodotta e poi fornirla ai carichi elettrici. In tal caso può esserci una connessione alla rete elettrica o ad un generatore ausiliario come ad esempio motore diesel alimentato a gasolio.

I sistemi senza batteria di accumulo sono necessariamente connessi in rete sia per garantire fornitura di elettricità ai carichi elettrici e sia per immettere in rete l'energia in eccesso prodotta dal generatore FV.

Il campo FV dal punto di vista elettrico è assimilabile ad un generatore e come tale è corretto considerarlo. I suoi componenti principali sono

- i moduli FV (il campo FV)
- le strutture portanti e i materiali di fissaggio
- diodi di bypass, diodi di blocco
- fusibili, sistemi di protezione da sovraccarico (parafulmine)
- interruttori, cavi e scatola di giunzione

Il sistema di condizionamento di potenza e controllo è l'insieme di componenti atti alla conversione elettrica DC/AC, alla carica delle batterie se presenti e all'immissione in rete dell'energia prodotta. Il componente fondamentale che alimenta una un carico elettrico in corrente alternata o immette corrente in rete è l'**inverter**.

Il carico elettrico è costituito dall'insieme di carichi utilizzati nell'edificio che ospita l'impianto FV e in casi di utenze isolate possono essere costituiti da dispositivi con tensione continua a 12V o 24 V.

1. Dalla cella al campo fotovoltaico

(Vengono presi in considerazione le tipologie di prodotti di maggiore interesse per la loro diffusione commerciale sviluppata, ovvero le particolarità come tegole fotovoltaiche ecc.. non sono trattate diffusamente.)

La cella cristallina di silicio da sola non permette di avere un quantitativo di potenza tale da essere impiegata singolarmente, si realizzano quindi dei collegamenti in serie di più celle al fine di ottenere una corrente complessiva maggiore. Un modulo è costituito da più celle collegate elettricamente tra loro (in numero variabile) mentre un pannello FV è il prodotto di un assemblaggio meccanico di uno o più moduli FV in una unica struttura adatta ad essere esposta direttamente alle azioni atmosferiche. Spesso si usa il termine modulo per indicare il pannello (commettendo una lieve imprecisione) e per semplicità nel resto della trattazione si continua ad ignorare la lieve distinzione tra i due.

Più pannelli collegati *in serie* costituiscono una **stringa FV** e una o più stringhe costituiscono il **campo FV**.

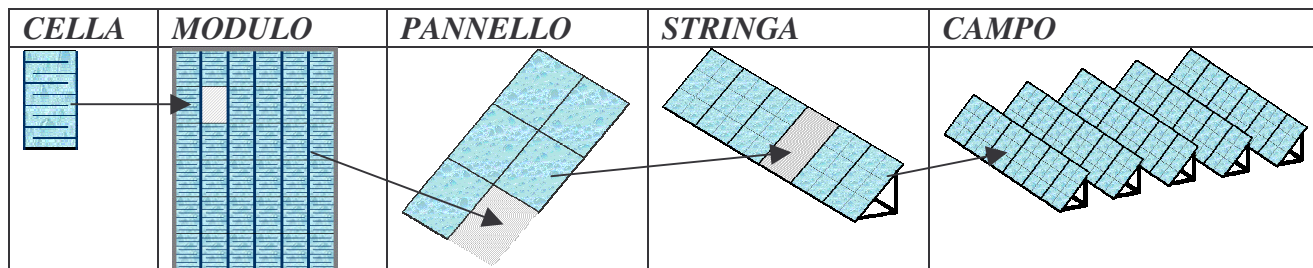


Figura 1 Dalla cella al campo FV

Costituzione di un pannello in silicio cristallino

Da un punto di vista strutturale un pannello o modulo FV è costituito da una serie di strati alternati di diversi materiali, chiamata nel gergo tecnico “sandwich”.

Una configurazione standard prevede:

Telaio: in genere si utilizza una cornice in alluminio anodizzato che viene fatta aderire al *sandwich* sottostante con l’uso di adesivi siliconici.

Copertura esterna. Costituita da una lastra di vetro, di spessore di circa 4 mm, a basso tenore di ferro per garantire la massima trasparenza alla luce. Il vetro è temprato per resistere maggiormente agli agenti atmosferici e trattato superficialmente per aumentare la luce captata.

Sigillante. Le celle vengono fatte aderire al vetro con uno strato di sigillante costituito da EVA (acetato vinilico) che necessariamente ha come caratteristica la buona trasparenza. Esso isola elettricamente ed elimina gli interstizi tra la superficie delle celle e il vetro.

Celle. Le celle sono tra loro interconnesse con sottili nastri metallici elettrosaldati, distanziate tra loro di almeno 2 mm per evitare possibili cortocircuiti da contatto. Il loro numero è in relazione alla potenza e al voltaggio che si vuole ottenere in uscita.

Strato sigillante inferiore: si utilizza uno o più fogli di materiale sintetico come l’EVA

Chiusura posteriore: uno strato di materiale sintetico come il Tedlar® oppure talvolta uno strato sottile di vetro

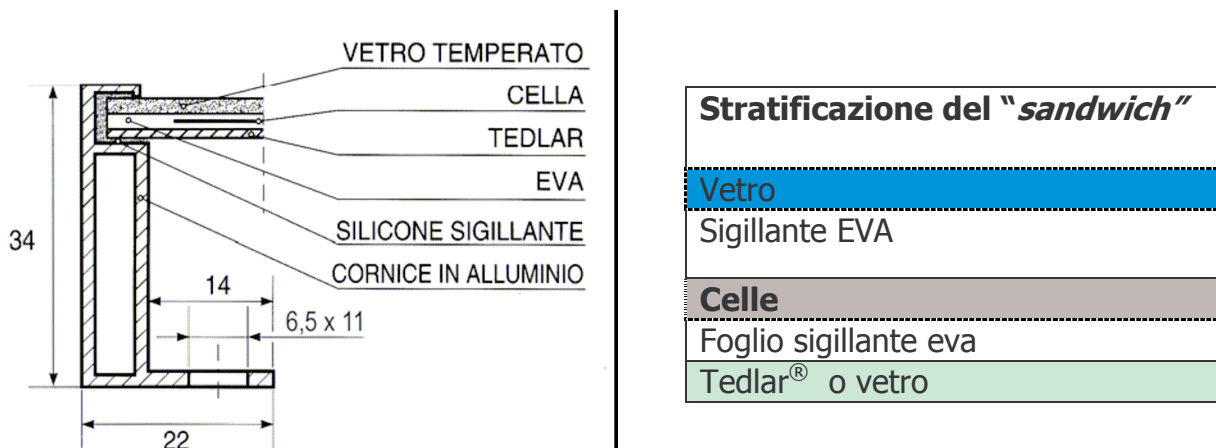


Figura 2 Sezione tipica di un modulo FV (fonte Helios Technology)

Le connessioni elettriche dei moduli contenuti confluiscono in un punto comune posto nel retro del pannello e che di solito è racchiuso in una apposita cassetta di terminazione.

Cassetta di terminazione (chiamata anche J-Box). In genere si tratta di una scatoletta di plastica nera rettangolare di circa 10 x 15 cm posta sul retro del modulo, sporgente qualche centimetro o allineata con la cornice. Di grado di protezione IP 65, contiene i due morsetti elettrici per le due polarità e può contenere i diodi di by-pass.

Diodi di by-pass. Svolgono la funzione di isolare elettricamente un modulo (una serie di celle) nel caso esso presenti al suo interno delle celle che o per oscuramento od ombreggiamento si trovino a funzionare come diodi polarizzati inversamente in serie con le altre celle. In questa situazione l’effetto immediato è di azzerare l’energia prodotta dalle altre celle ma si può arrivare al fenomeno di “hot-spot” in cui la cella dissipa la potenza generata da tutta la serie con rischio di sovratemperatura locale e danneggiamento della cella stessa. In genere si monta un diodo di by-pass per una serie di 12-18 celle.

La cassetta può essere fornita senza connessioni e con pressacavi standard (es *PG11*, *M16*) oppure con cavi a tenuta IP 67 e **connessione** di tipo “plug&play” come ad esempio MultiContact[®], soluzione costosa ma col vantaggio di facilitare il montaggio ed eventualmente consentire mediante sdoppiatori di realizzare il parallelo di moduli.



Esempi di cassetta di terminazione e di connessioni (Helios, MC)

2. SCELTA DI UN MODULO

PARAMETRI CARATTERISTICI DI UN MODULO:

Vengono riportati nella tabella quelli che sono i parametri di maggiore interesse progettuale utili per la scelta del modulo da installare. La tabella è basata sul listino utilizzato dalla rivista “Fotovoltaici FV” e rappresenta uno strumento per poter confrontare diverse soluzioni proposte dai vari produttori operanti.

MODULO.

Il dato di maggiore interesse è senza dubbio il prezzo, che correttamente va calcolato come €/W_p installato, ma che comunque è legato a fattori di tipo commerciale quali sconti su quantità e presenza di intermediari, e alle fluttuazioni di mercato del costo del silicio.

CELLE.

Al di fuori della tecnologia adottata (Si monocristallino, policristallino, amorfo) e che è certamente influente sulle caratteristiche elettriche (e sul costo) sono per lo più le motivazioni estetiche che possono influenzare la scelta sulla base o del colore delle celle o della loro distribuzione all’interno del modulo.

CARATTERISTICHE ELETTRICHE E DI INTERESSE PROGETTUALE

Come visto la cella è sostanzialmente un diodo che quando esposto a radiazione solare si comporta come un generatore di corrente di grande superficie. In modo traslato questo vale per il modulo nel suo complesso. Si usa una curva caratteristica I-V del tutto simile a quella vista per descrivere il funzionamento elettrico di una cella fotovoltaica, definita per un dato valore di irraggiamento che descrive i punti di funzionamento del generatore, fornita con la scheda tecnica di dettaglio del modulo.

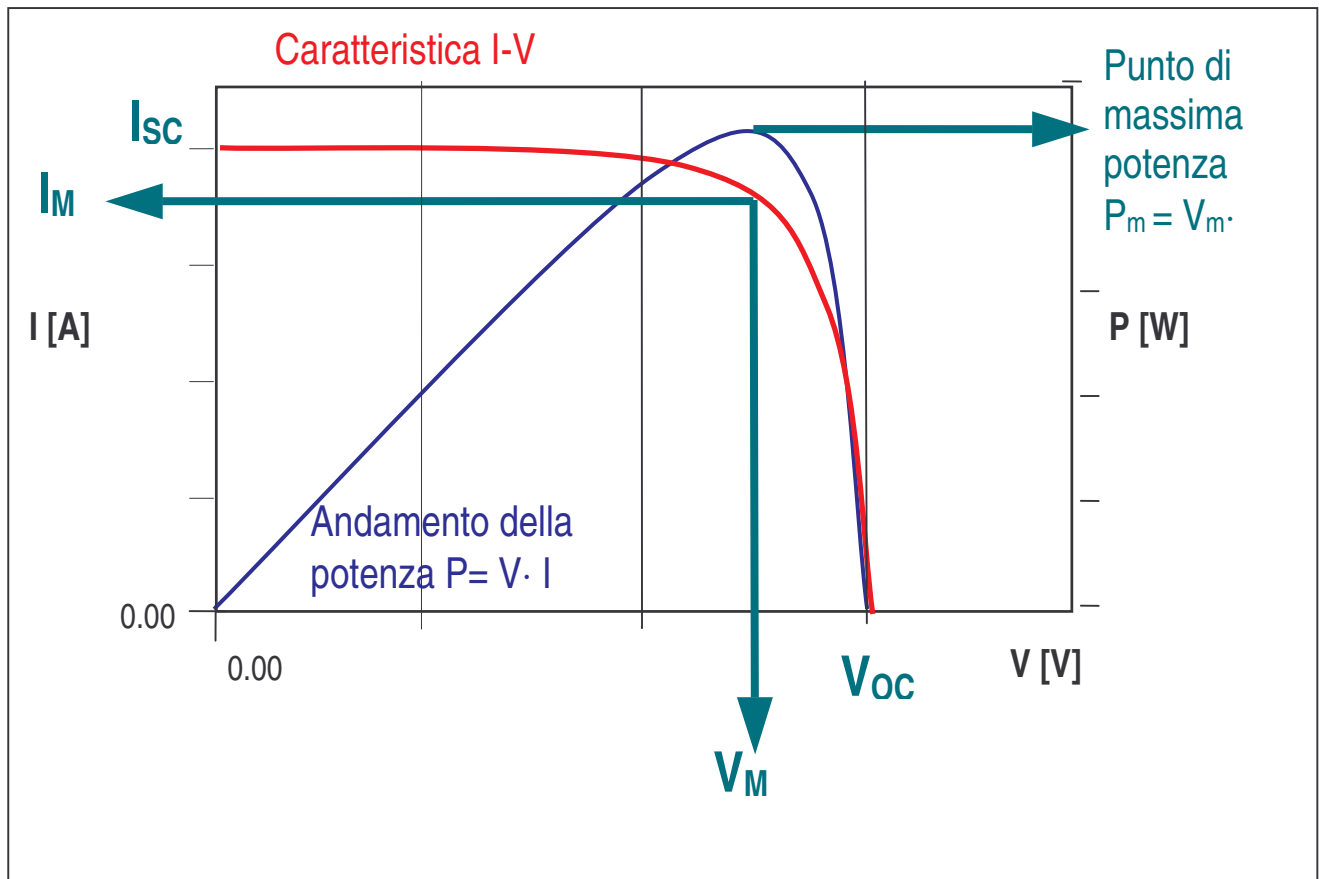
Servendoci del grafico seguente possiamo dire che la curva caratteristica di un modulo FV è definita da tre punti: I_{SC} corrente di corto circuito (SC = *short circuit*) (assenza di carichi) e tensione nulla, V_{OC} tensione di circuito aperto (OC = *open circuit*) e assenza di corrente, V_M e I_M

tensione e corrente alla **massima potenza** (*non massime in assoluto!! Di fatti è sempre verificato che $V_M < V_{OC}$ e $I_M < I_{SC}$*) cioè tali per cui sia massima $P = V \times I$.

Se la cella avesse un comportamento ideale la forma della curva sarebbe rettangolare e pertanto può essere utile valutare quanto ci si avvicini a tale situazione mediante l'uso del **fattore di riempimento** ($FF=Fill\ Factor$) definito come $FF = \frac{I_M \times V_M}{I_{SC} \times V_{OC}}$, valore sempre inferiore all'unità.

Ci si riferisce ai valori definiti dallo **STC** (*vedi caratteristiche elettriche capX parY*) ($T_{cella}=25\text{ °C}$, 1000 W/m^2 e $AM=1,5$).

Descrizioni più dettagliate sono reperibili sulla norma CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) relativa alla conversione fotovoltaica e alle condizioni meteorologiche di interesse.



Caratteristica principale di un modulo è la **potenza** erogata, tanto che molto spesso il modello contiene nella sigla una indicazione su tale valore (Ad esempio: Helios Technology H1540, BP 4160 S, Shell SQ160-C con rispettivamente 154, 160 e 160 W_p). Il valore è sempre riferito alla potenza di picco a STC.

Utile è il valore di **tolleranza** sul valore di W_p al fine di poter formulare l'ipotesi peggiore della producibilità dell'impianto installato.

L'**efficienza** è un parametro che per moduli dello stesso tipo e con potenza simile indica la bontà della costruzione fatta dal produttore. Ovviamente è uno dei parametri che andrebbe valutato dal progettista nella fase di definizione dell'impianto sia dal punto di vista economico che tecnico.

Dal punto di vista pratico può essere impiegato per la scelta dei moduli nel caso si debba necessariamente massimizzare l'energia producibile e contemporaneamente minimizzare la superficie occupata dal sistema fotovoltaico.

Nello specifico il suo valore è calcolato a STC come segue

$$\eta_{cella} = \frac{P_{cella}}{I_{STC} \times A_{cella}}, \text{ con } P \text{ potenza massima a STC, } I_{STC}=1000 \text{ W/m}^2 \text{ irraggiamento e } A_{cella} \text{ area}$$

della cella.

NOCT (Normal Operative Cell Temperature) è una temperatura operativa per il modulo FV in condizioni standard di 800 W/m², 20 °C ambientali e vento a 1 m/s.

Valori tipici sono tra i 40 e i 50 °C. Consente di stimare, sulla base delle reali condizioni di funzionamento, il rendimento effettivo del modulo e quindi l'energia producibile.

Il **coefficiente di tensione β** correla la perdita di efficienza con il crescere della temperatura. E' un valore legato al tipo di cella e può essere espresso con la relazione $\eta = \eta_R [1 - \beta(T_C - T_R)]$ ove η_R e T_R sono l'efficienza e la temperatura di riferimento, T_C è la temperatura considerata.

La **massima tensione di sistema** è un valore che mi specifica fino a quale valore (ovviamente con i dovuti margini di sicurezza) posso arrivare con le connessioni in serie.

CARATTERISTICHE MECCANICHE

Si deve fare attenzione allo spessore del modulo con J-Box in quanto in alcuni moduli questa risulta sporgente dal piano inferiore del pannello e può creare difficoltà di posizionamento.

Le dimensioni e il peso sono certamente utili al fine di poter maneggiare i pannelli in maniera adeguata nel momento di montaggio. (vedi fasi di installazione)

Gruppo	Parametro	Valore	Note
MODULO	Produttore e modello	Vari	
	Prezzo	[€]	
	Certificazioni	Conformità alla IEC 61215 (cristallino) o IEC 61646 (amorfo)	Spesso richieste
	Garanzia	Per 10 a 20 anni per le prestazioni	
CELLE	Produttore	Vari	
	Tipo	Silicio monocristallino M Silicio policristallino P Silicio amorfo A	
	Numero	16, 36, 72...	
	Dimensione	[cm]x[cm]	
	Forma	Rettangolare Pseudoquadrata Quadrata Trapezoidale	
	Colore	Blu Nero Antracite	
CARATTERISTICHE ELETTRICHE	Potenza di picco	P_M [W _p]	Nelle condizioni di prova definite da STC
	Tolleranza	± valore [%]	
	Efficienza del modulo	η [%]	
	Corrente nel punto di massima potenza	I_M [A]	
	Tensione nel punto di massima potenza	V_M [V]	
	Corrente di corto circuito	I_{SC} [A]	
	Tensione a vuoto	V_{OC} [V]	
	Temperatura nominale della cella	NOCT [°C]	
CARATTERISTICHE DI INTERESSE PROGETTUALE	Massima tensione di sistema	[V]	
	Coefficiente di tensione	β [%]	
	Presenza di diodo di by-pass	Si/No	

	Connessione	J-Box J-Box + Cavo MC	
CARATTERISTICHE MECCANICHE	Presenza di cornice	Si/No	
	Lunghezza	[mm]	
	Larghezza	[mm]	
	Spessore	[mm]	
	Spessore con J-Box	[mm]	
	Peso	[kg]	
	Interasse forature di fissaggio	(Verticale)x(Orizzontale) [mm]x[mm]	

Tabella 1 Caratteristiche di modulo FV

3. Connessioni – cablaggio

In base alla classificazione prevista dalle norme gli impianti FV ricadono tra i sistemi di **categoria 0** (fino a 50 V ca e 120 V cc) o a quelli di **I categoria** (fino a 1000 V ca e 1500 V cc) e **pertanto per tutto ciò che è attinente alle disposizioni di sicurezza si rimanda alla normativa elettrica di riferimento.**

Le connessioni fatte su di un sistema FV dovrebbero in generale soddisfare questi criteri generali:

- Garantire una bassa dispersione di energia per dissipazione
- Minimizzare la possibilità di guasti al sistema
- Garantire una installazione **rapida** e quindi abbassare il costo della manodopera

Di fatto i primi due aspetti sono compito del progettista che dovrà curare l'analisi dettagliata di tutte le possibili ottimizzazioni sia sulla disposizione planimetrica (layout e numero di cavi) che sull'utilizzo di sezioni di cavo maggiori al fine di minimizzare le prestazioni del sistema.

Compito dell'installatore è quello di seguire le indicazioni progettuali e di eseguire tutte le opere di connessione sulla base delle regole d'arte comunemente impiegate nelle comuni installazioni elettriche, facendo maggiore attenzione vista l'importanza nel minimizzare le dispersioni possibili.

Nello specifico la connessione tra pannelli appartenenti alla stessa stringa avviene generalmente con l'uso di sistemi di connessione come il già citato MultiContact® (spesso abbreviato con MC) caratterizzati da connettori stagni e cavi unipolari con doppio isolamento specifici per l'impiego FV. Va rimarcato che spesso il maggiore costo di tali sistemi è ampiamente ripagato dal minore tempo necessario alla posa del campo FV.

[Considerando il fatto che generalmente si eseguono interventi su strutture sopraelevate all'aperto ove seppure con tutti i dispositivi previsti dalla sicurezza nei cantieri è preferibile rimanere il minore tempo possibili.]

Solitamente nei tratti in corrente continua dalle stringhe agli inverter o fino ai quadri di stringa si continua ad usare cavi di tipo unipolare. Si possono usare cavi in neoprene adatti alla trasmissione

continua caratterizzati da ottimo isolamento e bassa dispersione oppure cavi specifici per l'impiego FV, resistenti alle radiazioni UV, agli agenti atmosferici e agli attacchi di muffe e microbi.

Generalmente sia i costruttori di inverter che di pannelli FV forniscono indicazioni per la scelta del tipo di cavi da utilizzare e per il loro dimensionamento.

Diodo di blocco. Evita la circolazione di corrente tra stringhe in parallelo quando tra esse esiste un differenza di tensione dovuta ad ombreggiamenti parziali. Nei sistemi con accumulo evita la dissipazione notturna dovuta al fatto che i moduli senza illuminazione funzionano come carico. Ha come svantaggio la necessaria presenza di un dissipatore nel quadro elettrico che li ospita e un accurato collegamento con saldatura dell'anodo. L'utilizzo di un fusibile al posto del diodo di blocco è in genere scartata in fase progettuale perché in caso di suo intervento l'impianto non è in grado di autoripristinarsi.

LPS. In base alla norma CEI 81-1 può essere prevista l'installazione di dispositivi di protezione dagli effetti provocati dalla caduta dei fulmini, chiamati LPS (Lightning protection system).

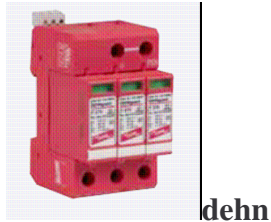
La norma prescrive la sua presenza se esistono determinate condizioni ambientali e progettuali.

Possono essere INTERNI o ESTERNI e vista la specificità dell'argomento si rimanda alla già citata CEI 81-1 per i dettagli tecnici.

SPD. (Surge Protection Device). La loro presenza è necessaria per proteggere l'impianto dalle sovratensioni generate da una fulminazione diretta o indiretta. Sono costituiti da **spinterometri** o da **varistori** e collegati alla linea di terra e vengono di norma posizionati prima dell'ingresso ai dispositivi elettrici "sensibili" come gli inverter o i regolatori di carica.

Sono componenti che a seguito del loro intervento devono essere necessariamente sostituiti. In commercio esistono versioni che consentono di inviare un segnale di stato al quadro generale dell'impianto.

I moderni inverter sono comunque equipaggiati di SPD all'ingresso proveniente dal campo FV.



Insieme di quadro di stringa e inverter (NOSTRE MM)

A valle degli inverter si usano comuni cavi adatti alle circostanze specifiche di progetto.

Immagini connessioni.



Foto nostre

4. Strutture di sostegno

Dal punto di vista meccanico la struttura deve sostenere il proprio peso e le due maggiori sollecitazioni prevedibili ovvero il carico per azione del vento e per azione del peso della neve. A tal proposito le norme a cui riferirsi per il calcolo e la verifica sono il DM 16 gennaio 1996 “*Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi*” e la successiva Circolare 4 luglio 1996 n° 156 “*Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996.*”.

Va ricordato che la struttura, nel caso sia previsto, deve essere progettata con la redazione di un calcolo statico fatta da un opportuno soggetto abilitato.

Attualmente vi sono dal punto di vista dell’offerta commerciale una considerevole quantità di prodotti utilizzabili, vista la specificità che di volta in volta devono essere risolte e le scelte tecniche di ciascun produttore.

La principale distinzione per quanto riguarda le strutture di tipo fisso senza regolazione dell’inclinazione è tra impiego direttamente su falde del tetto con inclinazione data o su piano.

La prima è un soluzione dettata da ragioni di tipo estetico o dalla impossibilità di disporre di superfici alternative esposte al sole e che è spesso adottata nelle installazioni per abitazioni private.

Materiali impiegati:

Acciaio zincato Fe360 (raramente Fe540) con profili a L, a C o tubolare. Sicuramente è la scelta che offre la maggiore sicurezza dal punto di vista strutturale e offre un buon rapporto tra costo e prestazioni.

Acciaio inossidabile . Ottime caratteristiche di resistenza strutturale e resistenza agli agenti atmosferici ma con costo superiore al precedente, giustificato da esigenze di affidabilità e di garanzia della durata dell'installazione



Alluminio estruso di vari profili (H, L, Ω). Nonostante la minore resistenza ai carichi e il costo maggiore rispetto all'acciaio presenta il vantaggio di essere facilmente lavorabile direttamente in cantiere con attrezzatura non specifica e pertanto può essere tranquillamente acquistato in barre. Una caratteristica molto interessante in relazione ad esigenze estetiche è la possibilità di poter ottenere delle stringhe con i pannelli perfettamente allineati tra loro, vista la proprietà dell'alluminio di mantenere inalterata la sua forma.

Calcestruzzo e mattoni. Soluzione molto economica dal punto di vista del costo dei materiali ma necessità di un impiego maggiore di manodopera. Utilizzabile nel caso non vi siano impedimenti da punto di vista del carico massimo gravante sulle coperture.

Legno. Impiegato di rado, ha bassa resistenza specifica ai carichi e pertanto va usato con sezioni maggiori. Sicuramente utile se sussistono condizioni estetiche o vincoli particolari, ha il vantaggio tecnico di essere facilmente lavorabile (taglio e uso di viti autofilettanti).



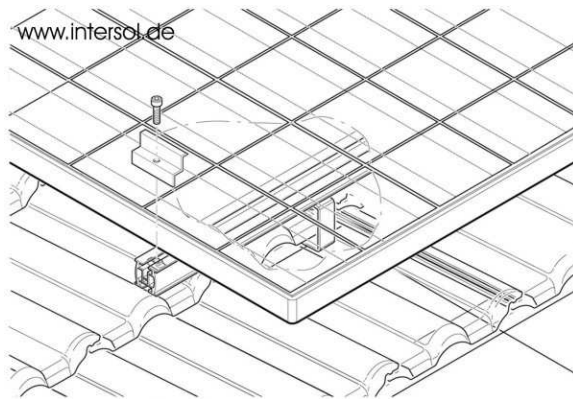
Materiale plastico stampato. Con inclinazione predefinita, possono essere usati in modo modulare. Vengono riempiti di zavorra nel caso non si possano usare tasselli e il fabbricato possa supportare il peso supplementare.

*(immagine di esempio da **Donauer Solartechnik**)*

Geometrie impiegate

Strutture FISSE

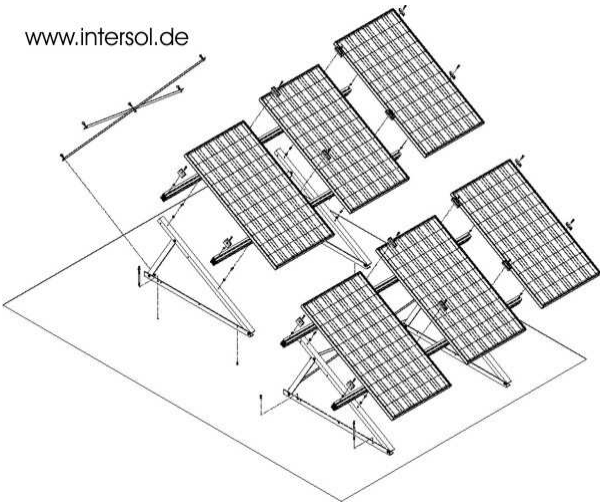
- Telai di supporto per installazioni su falde del tetto. Commercialmente si possono trovare varie soluzioni tecniche adatte alla varietà esistente di coperture (coppo, lamiera ondulata ecc...).



intersol

- Cavalletti triangolari di varia inclinazione (anche regolabile) per installazione su piano. Sono possibili strutture presaldate con inclinazione fissa (ad esempio 25°, 30°) oppure strutture interamente assemblabili sul posto con inclinazione variabile.

www.intersol.de



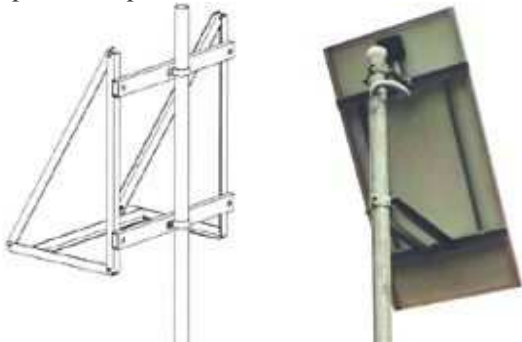
intersol



Esempio di struttura a cavalletto triangolare in alluminio anodizzato (nostre)

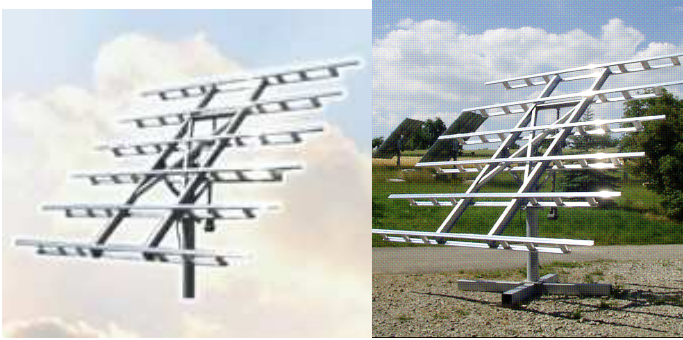
- Strutture a palo. Soluzione semplice e talvolta esteticamente gradevole se impiegata con strutture ad inseguimento (*effetto "girasole"*). Possono avere regolazione sia monoassiale (rotazione azimutale) che biassiale (rotazione azimutale e inclinazione).

A palo semplice



(2 da **internet** ma non ci dovrebbero essere prob.)

A palo con regolazione mono o biassiale
(immagine di esempio da Donauer Solartechnik)



A cavalletto con piano regolabile

5. Inverter

In base all'impianto fotovoltaico installato, cioè alle caratteristiche dei moduli, al loro numero, alla loro disposizione e ai collegamenti serie/parallelo, avrò in uscita un'energia con determinati valori di tensione e corrente continua.

Per impianti collegati alla rete è necessario convertire tale corrente da continua ad alternata. Analogamente, per impianti ad isola il passaggio da corrente continua ad alternata si rende necessario per il funzionamento degli utilizzatori, oltre che per il sistema di regolazione della carica degli accumulatori.

Per svolgere queste funzioni si utilizza un opportuno convertitore statico di potenza: l'inverter.

A partire da una data corrente continua in ingresso l'inverter è in grado di generare una tensione alternata di ampiezza e frequenza desiderata. Non solo, ma risponde a quelle precise esigenze dell'impianto fotovoltaico di interfacciarsi con i sistemi a valle, siano essi la rete elettrica nazionale o utilizzatori diretti.

Il mercato offre un'ampia varietà di inverter : si distinguono essenzialmente per la tipologia di installazione, grid-connected o stand alone, avendo caratteristiche costruttive e funzionali diverse, e per la potenza erogabile (da 100 W applicabili alle prese domestiche, fino a qualche centinaio di kW per grandi impianti).

In base alla normativa si deve distinguere tra connessioni:

1. monofase: per impianti di dimensioni inferiori o uguali ai 5 kW di picco.
2. trifase: obbligatoriamente per impianti di dimensioni superiori ai 5 kW, mentre è opzionale per gli impianti minori.

Funzioni dell'inverter

Impianti grid-connected	Impianti stand alone
Mantiene costante il sincronismo con la tensione di rete(frequenza della tensione = 50 Hz)	Rendere stabile la tensione in uscita, al variare del carico inserito
Garantire una protezione di interfaccia con la rete: nel caso che la rete elettrica venga disalimentata in conseguenza a guasti o per manutenzione, il generatore fotovoltaico deve escludersi automaticamente per evitare che la rete sia mantenuta in tensione dallo stesso (effetto isola).	Fare da interfaccia tra le batterie ed il generatore fotovoltaico, ovvero escludere il collegamento nel caso di batterie troppo cariche o troppo scariche
Effettuare la regolazione MPPT	Effettuare la regolazione MPPT
Ridurre l'inquinamento armonico dovuto alle forme d'onda non sinusoidali in uscita dal convertitore	

Nota bene:

Gli inverter per impianti ad isola sono interposti tra i sistemi di accumulo e gli utilizzatori: la tensione di alimentazione dipende dalle caratteristiche delle batterie e varia tra i valori di 12V, 24V e 48V.

Gli inverter di impianti connessi alla rete devono presentare caratteristiche particolari per la connessione alla rete, richieste dal gestore stesso, oltre ad avere un'alimentazione diversa rispetto ai sistemi stand alone poiché sono direttamente collegati ai generatori fotovoltaici, quindi con valori di V ed I variabili con la radiazione solare.

Luogo di installazione

Possono essere posizionati all'esterno, nei pressi dell'impianto (es. sotto le strutture portanti dei moduli) o all'interno, ad esempio in un sottotetto, sempre ben areato. Se all'esterno, vengono posti in luogo ombreggiato (coperture) entro armadi (carrozzerie) di contenimento stagni di metallo provvisti di un'opportuno sistema di circolazione dell'aria per evitare condense e permettere il raffreddamento dei componenti elettronici.

Per evitare il danneggiamento, sono indicate le temperature massima e minima del luogo di installazione accettabili (range di temperatura di funzionamento).

Se si montano più inverter vicini si deve sempre avere cura di lasciare uno spazio sufficiente a ciascun inverter per il passaggio dell'aria di raffreddamento evitando che interferiscano tra loro: è bene controllare sempre le indicazioni e i vincoli specificati dal produttore.

Si ricorda che gli inverter sono dispositivi elettronici la cui componentistica è particolarmente sensibile e delicata nei confronti di ambienti inquinati: se sussiste questo pericolo si devono scegliere inverter con **maggior resistenza agli agenti danneggianti** (es.: condense, polveri, sali...- Norma IP...). **Anche in questo caso vanno seguiti i limiti previsti dal costruttore.**

Gli inverter possono essere muniti di display su cui si leggono le grandezze principali (tensione, corrente, frequenza...) dell'impianto e, in caso di malfunzionamento, dei messaggi di errore attraverso i quali si ha un immediato riscontro di ciò che non funziona. Proprio per questa loro funzione è importante che gli inverter si trovino in luoghi facilmente accessibili per garantire un monitoraggio rapido e gli interventi opportuni.

Durata e costo

La durata dell'inverter è garantita dal produttore: generalmente è di 5 anni, estendibile fino a 10 per alcuni modelli.

Il costo dell'inverter è compreso tra il 10% ed il 15% del costo totale dell'impianto. È prevedibile una sostituzione nell'arco della vita dell'impianto (stimata in circa 25÷30 anni); la spesa della sostituzione va compresa nella stima dei costi di manutenzione (~1% annuo del costo di impianto).

Il montaggio, la manutenzione ed eventuale sostituzione dell'inverter risultano semplificate per la modularità con cui è inserito nell'impianto: molti prodotti prevedono connettori Multi Contact. Altrimenti si provvede ai collegamenti tramite morsettiere.

Per qualsiasi operazione di montaggio vanno seguite le specifiche istruzioni fornite dal costruttore.

Installazione

Se è la prima volta che si monta un inverter, è necessario leggere attentamente le avvertenze e le precauzioni riportate dal produttore, sia per motivi di sicurezza che per evitare di danneggiare il prodotto.

Accertarsi che il prodotto sia certificato. Per accedere ai finanziamenti è bene accertarsi che si tratta di inverter certificati (secondo quanto richiesto dai bandi/leggi)

Essendo molteplici le opzioni di posizionamento (interno/esterno), all'atto dell'installazione va verificato che la parete o la struttura di sostegno a cui si vuole assicurare l'inverter sia adatta a sostenerne il peso.

Per ciò che riguarda i collegamenti, l'inverter va collegato al generatore fotovoltaico da una parte e alla rete, o ai carichi se si tratta di isola, dall'altra.

Bisogna distinguere due casi:

1. presenza di contatti esterni all'inverter: si può trattare di connettori Multicontact per agevolare l'installazione;
2. collegamenti da fare dalle morsettiere dell'inverter aprendone l'involucro.

Per le connessioni, seguire le indicazioni del costruttore che avrà predisposto morsetti per il collegamento alla rete e al generatore FV.

Alla rete si avranno i tre collegamenti alla linea (L), al neutro (N) e alla protezione di terra (EP) (sistema trifase).

Si ricorda la necessità di interporre tra inverter e rete elettrica un dispositivo di protezione che rispetti i requisiti richiesti dal gestore della rete (**DK5950**).

L'allacciamento alle stringhe del campo fotovoltaico consiste nel collegare le due polarità ("+"e"-") all'inverter (attenzione a rispettare le indicazioni).

Le modalità di collegamento tra le stringhe e l'inverter dipendono dai valori di tensione massima accettati dall'inverter e dalle caratteristiche del campo (numero di stringhe, potenza generata...). Anche in questo caso si rimanda alle specifiche del costruttore contenute nei dati tecnici dello strumento.

Si possono prevedere impianti multinverter, cioè con tre o più inverter collegati: in questo caso si rende necessaria l'aggiunta di un quadro di interfaccia di rete (norme CEI 11-20).

Descrizione

Vediamo ora in dettaglio da quali parti è costituito l'inverter e come queste rispondono alle esigenze dell'impianto.

MPPT (Maximum Power Point Tracker)

Ossia meccanismo inseguitore del punto di massima potenza.

Variando istante per istante le condizioni di incidenza della radiazione solare e di temperatura, il modulo fotovoltaico genera valori di I e V variabili. Per massimizzare la potenza estraibile dal generatore fotovoltaico ($P=I*V$) è necessario correggere continuamente i valori di V ed I della curva di funzionamento (disegni V-I delle curve di potenza e di funzionamento!!!). Il MPPT è un sistema di controllo che agendo per tentativi sposta la curva di potenza a valori diversi di V e I, e verifica se così facendo si ha un incremento di potenza.

Ponte di conversione

È il cuore dell'inverter, dove cioè si esegue la conversione da corrente alternata a continua. I circuiti di conversione possono essere in configurazione a mezzo ponte o ponte intero (vedi figure!!!). Inoltre, lungo il circuito, sono presenti dispositivi semiconduttori di controllo della massima potenza (transistor, tiristori, mosfet, IGBT) che limitano i conseguenti effetti di surriscaldamento. Alle onde quadre così ottenute si deve conferire l'aspetto sinusoidale richiesto dalla rete (frequenza, 50 Hz)(vedi figure!!!). Per questa funzione si può utilizzare il *Pulse Width Modulation* in modalità singola (frequenza di conversione che corrisponde alla frequenza di rete- **vedi figura!!!**) o multipla (frequenza di conversione elevata; si ottengono sequenze di impulsi la cui lunghezza è proporzionale al valore all'istante della sinusoide che si vuole ottenere- **vedi figura!!!**). Per quanto riguarda i limiti relativi alla presenza di armoniche nella corrente ceduta alla rete si deve fare riferimento alla norma CEI 110-31 per apparecchi trifase bilanciati (classe A).

Trasformatore

Ha il compito di:

- adeguare il valore di tensione del circuito primario con il valore richiesto dal carico;
- provvedere alla separazione galvanica tra generatore fotovoltaico e utenza (soprattutto se a valle ho il collegamento alla rete).

Se non è richiesta la separazione galvanica, il trasformatore può non essere presente: si sopperisce alla regolazione della tensione elettronicamente.

Protezioni

L'inverter prevede:

- un sistema di protezione di massima corrente: se supera una certa soglia di corrente si provvede a staccare l'inverter per preservarlo. Nell'eventualità è presente anche un sistema magnetometrico che rileva gli incrementi di temperatura (effetto Joule).
- Se è connesso alla rete, deve essere inserito un sistema di sicurezza di interfaccia con la rete di distribuzione elettrica nazionale (vedi Unificazione ENEL). Si tratta in genere di circuiti (1 per inverter monofase, 3 per inverter trifase) provvisti di relé per togliere l'alimentazione alla rete.

In figura è rappresentata la configurazione a ponte intero. La corrente continua alimenta il ponte, mentre misuro la tensione in uscita ai nodi centrali ($V_{out}=V_x-V_y=V_{xy}$). Ipotizzando che all'istante $t=0$ siano chiusi gli interruttori A1 e A2 e aperti B1 e B2, si ha che il nodo X è collegato al potenziale V_{DC} , mentre il nodo Y è collegato con il potenziale di terra. La tensione misurata ai terminali risulta:

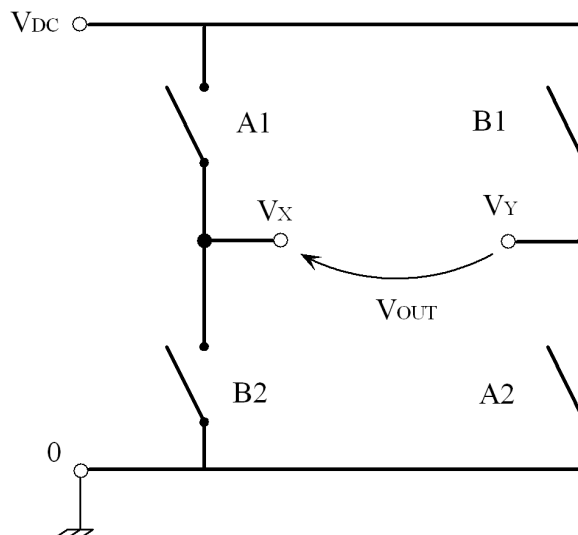
$$V_{OUT} = V_{DC} - 0 = V_{DC}$$

All'istante $t=T/2$ si chiudono gli interruttori B1 e B2, mentre si aprono A1 e A2. In questo caso la situazione è capovolta rispetto a prima e la tensione che si rileva ai capi risulta:

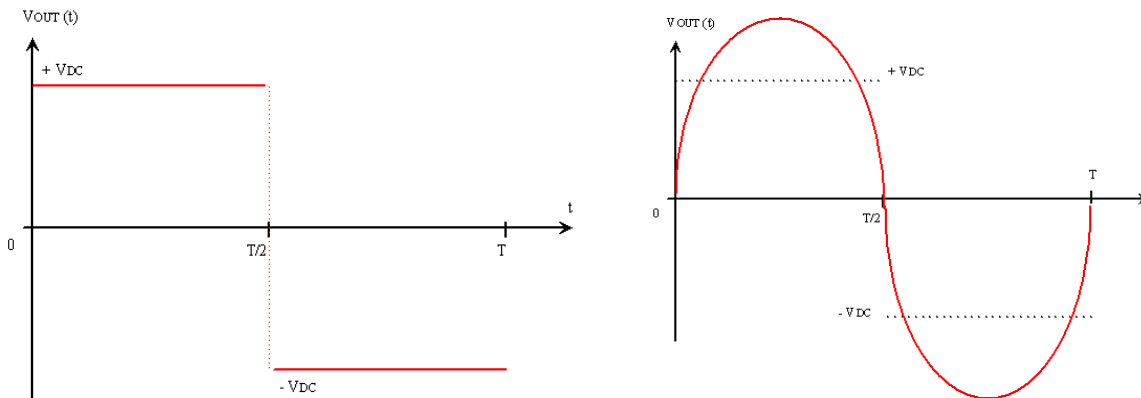
$$V_{OUT} = 0 - V_{DC} = -V_{DC}$$

Lo stesso principio vale per il mezzo ponte, in questo caso con due interruttori.

In figura 2 è rappresentato l'andamento della tensione (onda quadra). In base al numero di cicli di apertura/chiusura degli interruttori si riproduce una tensione con frequenza diversa ($T=1/f$), in funzione alle esigenze della rete.



L'onda quadra ottenuta dovrà essere ulteriormente filtrata e modificata per arrivare ad un'onda sinusoidale.



Definizioni utili per la lettura dei listini

Potenza massima AC: massima potenza immessa in rete per un breve periodo di tempo, prima che l'inverter si surriscaldi. Indicativamente è il 110% della potenza nominale AC.

Potenza nominale AC: potenza che l'inverter può rilasciare indefinitamente.

Intervallo di tensioni accettabile: intervalli di tensione massima e minima tollerate dall'inverter.

Efficienza: rapporto tra potenza DC in ingresso e potenza AC in uscita. Il valore dipende se si lavora a carico parziale o alla potenza nominale. L'efficienza dei moderni inverter è intorno al 95%.

Durata: parte dell'impianto che andrà sostituita in base alle indicazioni del costruttore.

Funzionamento master-slave: sistema studiato per ottimizzare la potenza anche in regime variabile per irraggiamento limitato. Il funzionamento master si attiva per condizione di parziale irraggiamento, mentre la funzionalità slave subentra quando l'irraggiamento cresce.

.....

Cos Φ : in una linea c.a. non sempre tensione e corrente sono in fase; normalmente invece si osserva un certo sfasamento, dovuto alla presenza di effetti induttivi e capacitivi principalmente dovuti ai carichi. Quando il coseno dell'angolo di fase tra V e I ($\cos \Phi$) è uguale a 1 non vi è sfasamento; viceversa, quando tale valore è uguale a 0 si dice che tensione e corrente sono in quadratura ($\Phi = 90^\circ$), col risultato di non avere trasferimento di potenza fruibile sulla linea. Valori compresi tra 0 e 1

indicano sfasamenti più o meno accentuati. Gli inverter dotati di stadio di uscita commutato a 50 Hz (tecnologia peraltro ormai in disuso per via del sempre più frequente ricorso alla tecnica PWM) richiedono quasi sempre il filtraggio delle armoniche per mezzo di induttanze e condensatori, il che migliora la qualità della forma d'onda in uscita ma ottiene l'effetto indesiderato di abbassare il $\cos\Phi$ all'uscita fino a valori di circa 0,5. Gli inverter PWM, viceversa, hanno sempre valori di $\cos\Phi$ prossimi a 1.

Acquisizione dati

Utile e per impianti di una certa potenza necessario per avere il monitoraggio dell'impianto. Generalmente è lo stesso produttore dell'inverter che fornisce con questo il datalogger e il software di interfaccia. È possibile l'acquisizione anche a distanza con l'uso di un modem. (Teleassistenza dati in rete)

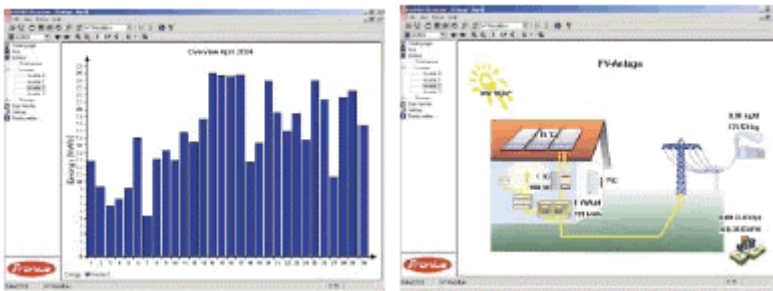
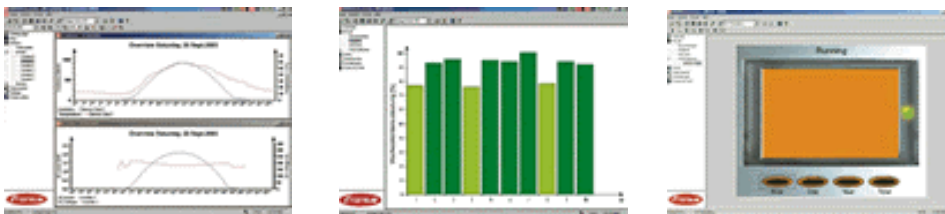


Fig.: gli inverter Fronius prevedono sistemi di acquisizione dati. Esempio di interfaccia.



Accoppiamento in tensione tra impianto FV e inverter

In base alla tensione massima di funzionamento dell'inverter V_{max} , alle tensioni minima e massima della finestra MPPT $V_{min,MPPT}$ $V_{max,MPPT}$ e in base alle caratteristiche dei moduli V_{OC} e V_M (voltage a circuito aperto e voltage nel punto di massima potenza) e al numero n di moduli della stringa collegata all'inverter, considerando i valori ambientali di temperatura T_{min} e T_{max} devono essere rispettate contemporaneamente le condizioni:

- $V_{OC}(T_{\min}) \times n < V_{\max}$
- $V_M(T_{\max}) \times n > V_{\min,MPPT}$
- $V_T(T_{\min}) \times n < V_{\max,MPPT}$

Alcuni esempi [1] di schede tecniche (da commentare con didascalie!!!!)

SUNWAY© M LINE

PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEI SUNWAY M 120V-XX-SA E -GC

Conforme alle normative europee di sicurezza (LVD), EMC, CEI 11-20; DV 606 integrato nell'inverter, ENEL DK 5940, marcatura CE di conformità alle norme armonizzate in ambito CENELEC.

Conversione dc/ac realizzata con tecnica PWM e ponte a MOSFET per una elevata efficienza ed affidabilità.

Trasformatore toroidale in uscita capace di garantire un totale isolamento tra rete e generatore fotovoltaico.

Filtri in ingresso ed in uscita per la soppressione dei disturbi indotti ed emessi sia condotti che irradiati.

Controllo della tensione generata (stand alone) o della corrente fornita in uscita (grid connected) tramite microprocessore a 16 bit che ne garantisce la forma sinusoidale con distorsione estremamente bassa.

Funzionamento in parallelo alla rete a cos. unitario.

Programmazione e monitoraggio tramite tastiera alfanumerica o PC (interfaccia seriale RS232).

Monitoraggio tramite rete locale con bus di campo CAN-BUS.

Scheda (opzionale) per la verifica della resistenza di isolamento tra l'ingresso e la terra.

Data Logger (opzionale) per le principali grandezze.

Ingressi analogici configurabili opzionali per il monitoraggio di grandezze di impianto quali temp.ambiente, insolazione, ecc..

Contenitore metallico particolarmente robusto e adatto per montaggi in esterno.

Protezione IP 55.

Connessione in configurazione trifase mediante apposito adattatore elettromeccanico (solo in configurazione grid-connected).

L'impiego di componenti opportunamente selezionati, la notevole quantità di informazioni di allarme e di misura ricavabili dal display (in italiano e in inglese), le protezioni poste sia in ingresso che in uscita ed un contenitore particolarmente robusto e adatto al funzionamento in esterno, rendono gli inverter Sunway© M estremamente affidabili e adatti all'impiego per il quale sono stati progettati e costruiti.

STRUTTURA DELL'INVERTER CONTENITORE

L'inverter è alloggiato in un contenitore metallico per fissaggio a parete, con grado di protezione IP55. Per consentire una più agevole movimentazione del Sunway© M sono disponibili quattro maniglie accessorie da applicare sui lati della apparecchiatura nelle fasi di trasporto e installazione meccanica.

CARATTERISTICHE PRODOTTI

	SUNWAYM120VxxGC			SUNWAY M 120V-xx-SA		
	SunwayM 3.0kVA	SunwayM 2.5kVA	SunwayM 1.8kVA	SunwayM 3.0kW	SunwayM 2.5kW	Sunway M 1.8kW
Specifiche elettriche lato DC						
Massima potenza raccomandata del campo FV*	3.7kWp	3.0kWp	2.2kWp	3.7kWp	3.0Wp	2.2Wp
Tensione nominale di ingresso	120V			120V		
Campo di variazione tensione di ingresso	99-170 V			95-178V		
Campo di funzionamento dell'algoritmo MPP				T 95-160V		
Specifiche elettriche lato AC						
Potenza nominale di uscita	3.0kVA	2.5kVA	1.8kVA	3.0kW	2.5kW	1.8kW
Capacità di erogazione potenza reattiva	cosφ ≥0.5					
Sovraccarico	125%Pnom per 10 min					
Sovraccarico transitorio o cortocircuito in uscita	150%Pnom per 10 sec					
Intervento limitazione statica corrente erogata	150%Inom					
Campo di funzionamento tensione di uscita	220 Vac - 230 Vac			230±10%		
Frequenza di uscita	50 o 60Hz impostabile			50 Hz (60Hz a richiesta)		
Stabilità frequenza	≤0,5%					
Cosφ della corrente immessa in rete				1		
Stabilità statica Vout, per variazioni di Vin e Iout da 0 a valori nominali	≤2%					
Variazione massima transitoria di Vout per variazioni del carico dal 30% al ≤100%	≤8%					
Ritardo della regolazione di Vout per rientrare al 2% di Vnom	100ms					
Distorsione totale della forma d'onda della tensione di uscita per tutto il campo di potenza	≤3%					
Distorsione totale della forma d'onda di corrente				≤3%		
Dati Generali						
Rendimento a Vin = Vnom, 20%Pn, Vout = Vnom	88% (cosφ=0,8)			92%		
Rendimento a Vin = Vnom, 75%Pn, Vout = Vnom	92% (cosφ=0,8)			93%		
Rendimento solo convertitore statico	95.5%					
Potenza dissipata in Stop	≤12 W					
Potenza dissipata in assenza di carico (Power ON)	≤40 W					
Tensione di isolamento verso terra	1 kV a 50 Hz 60s					

Tensione isolamento tra ingresso e uscita	2,5 kV a 50 Hz 60s			
Grado di protezione	IP55			
Raffreddamento	Naturale			
Temperatura di funzionamento	-10÷+40 OC			
Temperatura di immagazzinamento	-20÷+50 OC			
Umidità relativa	95% a 20 OC			
Dimensioni (l x h x p)(mm)	367 x 520 x 401,5	367x520x313,5	367x520x401,5	367x520x313,5
Peso (Kg)	55	42	55	42
*valido nei paesi dell'Italia centrale				

Codice: INVERTER-12V-300W

Descrizione:

Inverter da 300 W - 12V per impianti solari isola

Caratteristiche:

Inverter ad onda sinusoidale modificata da 300W 220V, con ingresso a 12V per impianti solari isola.

Inverter idoneo esclusivamente per impianti solari ad isola, dotati quindi di batteria, cioè per camper, baite, imbarcazioni ecc...

Questo tipo di inverter converte una tensione continua in una tensione con forma sinusoidale modificata a 220V, idonea ad alimentare molti tipi di apparecchiature a 220V fino ad un massimo di 300W.

La differenza tra questo prodotto ed uno ad onda sinusoidale pura risiede nei possibili disturbi che possono essere causati da un'onda non perfettamente sinusoidale: sono poche comunque le apparecchiature che funzionano non correttamente con questo tipo di onda modificata.

L'altra differenza comunque più importante tra questo prodotto ed uno di categoria superiore risiede nella non capacità di gestire la funzione di stand-by, significa che questo inverter comunque consuma energia anche per esempio in presenza di luci spente, a discapito quindi di consumi maggiori anche in assenza di carico elettrico presente.

Lavora con un ingresso da 11 a 15V e ha un peso di circa 1 Kg.



DATI ENTRATA FRONIUS IG

	15	20	30	40	60 HV
Gamma tensione MPP	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V	150-400V	150 - 400 V
Tensione max. entrata (a 1000 W/m ; -10°C)	500 V	500 V	500 V	500 V	530 V
Potenza impianto FV	1300 - 2000 Wp	1800 - 2700 Wp	2500 - 3600 Wp	3500 - 5500 Wp	4600 - 6700 Wp
Corrente max.entrata	10,8 A	14,3 A	19 A	29,4 A	35,8 A

DATI USCITA FRONIUS IG

	15	20	30	40	60 HV
Potenza nominale	1300 W	1800 W	2500 W	3500 W	5000 W
Potenza max. uscita	1500 W	2000 W	2650 W	4100 W	5000 W
Grado max. efficacia	94,2 %	94,3 %	94,3 %	94,3 %	94,3 %
Grado efficacia	91,4 %	92,3 %	92,7 %	93,5 %	93,5 %

Tensione di rete / frequenza	230 V / 50 Hz				
Fattore di distorsione	< 3,5 %				
Fattore potenza	1				
Utilizzo proprio notturno	0 W				
DATI GENERALI FRONIUS IG	15	20	30	40	60 HV
Dimensioni (l x b x h)	366 x 344 x 220 mm (500 x 435 x 225 mm)		610 x 344 x 220 mm (733 x 435 x 225 mm)		
Peso	9 kg (12 kg)		16 kg (20 kg)		
Raffreddamento	ventilazione forzata regolata				
Varianti modelli	versione design da interni; optional versione da esterni				
Gamma temperatura ambientale	-20 50 °C				
Umidità dell'aria ammessa 0	95 %				
DISPOSITIVI DI PROTEZIONE FRONIUS IG	15	20	30	40	60 HV
Misurazione isolamento DC	Avviso se R < 500k Ohm				
Protezione inversione polarità	ntegrata				
Comportamento in condizioni di sovraccarico DC	spostamento punto di lavoro				

Da www.deasrl.it : inverter sinusoidali

INVERTER AD ONDA SINUSOIDALE CON REGOLATORE DI CARICA

Inverter sinusoidale stand alone Modello: 550 I / 900 I

- Potenza nominale di 550 W / 900 W
- Il dispositivo può sopportare elevate correnti dovute a carichi critici (per esempio frigoriferi)
- Uscita sinusoidale pura che assicura il perfetto funzionamento delle apparecchiature più sensibili (computers, televisori)
- Resistenza al 100 % contro i corto circuiti
- Efficienza massima del 92 %
- Tre modalità operative per un adattamento ottimale ad ogni necessità: on / stand by / off
- Design perfetto, facilità d'installazione.

Inverter sinusoidale con regolatore di carica Modello: 550 IR / 900 IR

- Facile installazione: un'unica connessione con la batteria
- Possibilità di alimentazione contemporanea di apparecchiature in alternata e in continua
- AtonIC all'interno: precisa determinazione del reale stato di carica mediante un algoritmo intelligente
- Display a LCD a 16 caratteri che mostra la tensione dell'accumulatore, la corrente del carico e dei moduli e lo stato di carica.
- Per garantire un utilizzo ottimale della batteria e la sua migliore protezione.
- Coordinamento ottimale del regolatore di carica.

DATI TECNICI	550 I	900 I	550 IR	900 IR
Tensione d'uscita	220 V - 50 Hz	220 V - 50 Hz	220 V - 50 Hz	220 V - 50 Hz
Potenza nominale	550 W	900 W	550 W	900 W
Forma d'onda	Sinusoidale pura	Sinusoidale pura	Sinusoidale pura	Sinusoidale pura
Potenza transitoria ammissibile (CA)	300 % della potenza nom.	250 % della potenza nom.	300 % della potenza nom.	250 % della potenza nom.
Autoconsumo	4,7 W / 0,9 W / 0,18 W	11 W / 1,8 W / 0,38 W	4,7 W / 0,9 W / 0,18 W	11 W / 1,8 W / 0,38 W
Modalità operative (CA)	On / stand by / off	On / stand by / off	On / stand by / off	On / stand by / off
Tensione nom. Batteria	12 V	24 V	12 V	24 V

batteria				
Corrente nom. batteria	46 A (inverter)	38 A (inverter)	46 A (inverter) + 15 A (carico CC)	38 A (inverter) + 15 A (carico CC)
Max corrente dei moduli	-	-	25 A	25 A
Max corrente dei carichi CC	-	-	15 A	15 A
Metodo di carica	-	-	IU	IU
Display	LED	LED	LED, 16 caratteri a LCD	LED, 16 caratteri a LCD
Connessione CC	16 mm ²	16 mm ²	16 mm ²	16 mm ²
Protezione dall'inversione di polarità	Fusibile automatico	Fusibile automatico	Fusibile automatico	Fusibile automatico
Dimensioni	311 x 245 x 110 mm	311 x 245 x 110 mm	311 x 245 x 110 mm	311 x 245 x 110 mm
Installazione	Su muro / su tavola	Su muro / su tavola	Su muro / su tavola	Su muro / su tavola
Peso	5,5 kg	7,5 kg	5,5 kg	7,5 kg
Protezione	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Raffreddamento	Ventola con controllo di temperatura	Ventola con controllo di temperatura	Ventola con controllo di temperatura	Ventola con controllo di temperatura
Temperatura ambiente	Da - 15°C a + 45°C	Da - 15°C a + 45°C	Da - 15°C a + 45°C	Da - 15°C a + 45°C
Supervisione della batteria	-	-	Calcolo Atonic SOC	Calcolo Atonic SOC

INVERTER AD ONDA SINUSOIDALE - CARATTERISTICHE

SERIE AJ

- La serie AJ 275-AJ350-AJ400 può essere fornito con regolatore di carica da 10 A
- La serie AJ 500-AJ600-AJ700 può essere fornito con regolatore di carica da 15 A
- La serie AJ 1000-AJ1300 può essere fornito con regolatore di carica da 25 A
- La serie AJ 2100-AJ2400 può essere fornito con regolatore di carica da 30 A

SERIE AJ	AJ275	AJ350	AJ400	AJ500	AJ600
Tensione nom. batteria	12 V	24 V	48 V	12 V	24 V
Potenza nominale	200 VA	300 VA	300 VA	400 VA	500 VA
Potenza transitoria 30 min. 25°C	275 VA	350 VA	400 VA	500 VA	600 VA
Potenza transitoria 5 min. 25°C	350 VA	500 VA	600 VA	575 VA	675 VA
Potenza transitoria 5 sec. 25°C	450 VA	650 VA	1000 VA	1000 VA	1200 VA
Tensione d'uscita	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%
Consumo in	0,3 W /	0,3 W /	0,4 W / 5	0,3 W /	0,4 W /

standby/acceso	1,9 W	3,3 W	W	3,3 W	8,5 W
Massima efficienza	93%	94%	94%	93%	94%
Ventilazione forzata	Da 45°	Da 45°	Da 45°	Da 45°	Da 45°
Protezione al surriscaldamento	si	si	si	si	si
Protezione sovraccarico	si	si	si	si	si
Allarme acustico ad arresto	si	si	si	si	si
Protezione di cortocircuito	si	si	si	si	si
Protezione	IP 30	IP 30	IP 30	IP 30	IP 30
Dimensioni mm.	142 x 84 x 163	142 x 84 x 163	142 x 84 x 163	142 x 84 x 240	142 x 84 x 240
Peso	2,4 kg .	2,6 kg .	2,6 kg .	4,5 kg .	4,5 kg .

SERIE AJ	AJ700	AJ1000	AJ1300	AJ2100	AJ2400
Tensione nom. batteria	48 V	12 V	24 V	12 V	24 V
Potenza nominale	500 VA	800 VA	1000 VA	2000 VA	2000 VA
Potenza transitoria 30 min. 25°C	700 VA	1000 VA	1300 VA	2100 VA	2400 VA
Potenza transitoria 5 min. 25°C	900 VA	1200 VA	2000 VA	2450 VA	2800 VA
Potenza transitoria 5 sec. 25°C	1400 VA	2200 VA	2800 VA	5000 VA	5200 VA
Tensione d'uscita	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%	230 V +/- 5% 50 Hz +/- 5%
Consumo in standby/acceso	1 W / 10 W	0,3 W / 9 W	0,4 W / 10 W	0,5 W / 13 W	0,4 W / 10 W
Massima efficienza	94%	93%	94%	92%	94%
Ventilazione forzata	Da 45°	Da 45°	Da 45°	Da 45°	Da 45°
Protezione al surriscaldamento	si	si	si	si	si
Protezione sovraccarico	si	si	si	si	si
Allarme acustico ad arresto	si	si	si	si	si
Protezione di cortocircuito	si	si	si	si	si
Protezione	IP 30	IP 30	IP 30	IP 30	IP 30
Dimensioni mm.	142 x 84 x 240	142 x 428 x 84	142 x 428 x 84	273 x 399 x 117	273 x 399 x 117
Peso	4,5 kg .	8,5 kg .	8,5 kg .	19 kg .	18 kg .

INVERTER SERIE SI

SERIE SI	SI412	SI612	SI812	SI1212	SI1624	SI2324	SI3324	SI3548
	SI424	SI624	SI824	SI1224	SI1648	SI2348		
		SI648		SI1248				
Tensione nom. Batteria V	12/24	12 / 24 / 48	12 / 24	12 / 24 / 48	24/48	24 / 48	24	48
Potenza nominale	400 W	600 W	800 W	1200 W	1600 W	2300 W	3300 W	3500 W
Consumo in standby	25 mA 21 mA	25 mA 21 mA 10 mA	25 mA 21 mA	25 mA 21 mA 12 mA	21 mA 12 mA	25 mA 17 mA	25 mA	30 mA
Consumo quando acceso	2,4 W	2,6 W	2,8 W	4,8 W	5,8 W	9 W	13 W	17 W
Massima efficienza	90%	91%	92%	93—95%	93-95%	95%	95%	95%
Dimensioni mm. 142 x 215 x	206	206	276	391	391	591	636	791
Peso	5,8 kg .	6,9 kg .	10,4 kg .	13,2 kg .	15,2 kg .	22,8 kg .	29 kg.	31 kg .

6. Quadri elettrici

Il numero e la disposizione dei quadri per un impianto FV varia in funzione delle dimensioni e delle scelte progettuali specifiche.

Si possono comunque suddividere i quadri in base alla tensione a cui sono sottoposti:

- **In corrente continua**
- **In corrente alternata**

CC

- quadri di sezionamento delle stringhe
- quadri con diodo di blocco
- quadri per la protezione da sovratensione delle stringhe

AC

- quadri di misura dell'energia prodotta e di protezione di interfaccia per la connessione in rete

Tutti gli armadi contenitori dei quadri elettrici devono essere idonei alle condizioni del luogo di installazione, soprattutto in considerazione del fatto che talvolta per necessità alcuni di essi sono posizionati all'aperto.

In quest'ultimo caso è bene comunque che il quadro venga sempre collocato al riparo dagli agenti atmosferici costruendo delle piccole pensiline di protezione oppure se possibile sfruttando la copertura offerta dai pannelli.

Avvertenze particolari:

- Secondo la CEI EN 60439-1 è obbligatoria la presenza su ciascun quadro di una targhetta identificativa contenente le informazioni prescritte dalla norma

7. Sistemi di accumulo

DISPOSITIVI PER IL CONDIZIONAMENTO DI POTENZA

BOS (balance of system):

Il generatore fotovoltaico fornisce un'energia variabile in dipendenza delle condizioni di irraggiamento che cambiano durante il giorno e le stagioni. I carichi elettrici che devono essere alimentati richiedono una certa costanza delle grandezze elettriche (I, V) per cui si ha la necessità di interporre dei dispositivi per il condizionamento della potenza.

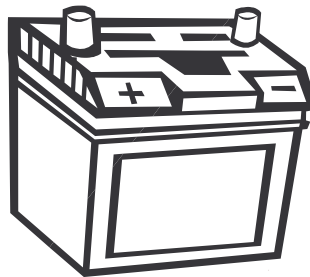
L'insieme dei dispositivi posti tra moduli e l'utilizzatore, ossia cavi, quadri, diodi di bypass e di blocco, regolatori di carica, inverter, batterie, costituiscono il BOS, Balance Of System.

Se il sistema è connesso in rete, si interpone tra la rete ed il generatore FV un inverter (convertitore DC/AC), ossia un dispositivo che converte la corrente continua in uscita dal campo fotovoltaico in corrente alternata avente le caratteristiche imposte dal gestore della rete (frequenza e tensione).

Se il sistema invece è ad isola (stand alone), saranno predisposti dei sistemi di accumulo, dimensionati in base all'autonomia richiesta all'impianto. Per regolare adeguatamente la carica delle batterie ed il loro funzionamento deve essere inserito un regolatore di carica.

Oltre ciò, l'impianto è corredato di un dispositivo che massimizza il voltaggio di funzionamento (V_{MPP}).

Il BOS deve avere un'efficienza di funzionamento minima fissata al 85% (!!!).



I SISTEMI DI ACCUMULO

Qualora l'impianto installato funzioni per utenze isolate, cioè dove non è presente un collegamento ad una rete elettrica estesa, ad esempio la rete elettrica nazionale, si deve prevedere un sistema di immagazzinamento dell'energia prodotta.

La caratteristica principale, nonché la questione più annosa dell'energia solare, è la sua irregolarità: durante il giorno varia sia a causa della diversa posizione del Sole, sia per le diverse condizioni atmosferiche che si possono avere: basta il passaggio di qualche nuvola per far precipitare la radiazione captata. La notte, ovviamente, non posso produrre energia.

Le richieste dei carichi elettrici generalmente si discostano dai tempi di produzione dell'energia, rendendo indispensabile un sistema che immagazzini l'energia e la ceda quando richiesto. È quanto consentono gli accumulatori elettrochimici.

La scelta di utilizzare un impianto stand alone anziché grid-connected deriva per lo più da considerazioni economiche, oltre che logistiche: può trattarsi di una baita o di un rifugio in alta montagna raggiungibile solo in alcuni mesi all'anno, ma potrebbe anche accadere che la cabina elettrica per l'allacciamento alla rete disti più di 3 km dall'utenza, per cui il costo del cablaggio può superare quello dell'impianto FV isolato.

Per quanto riguarda le applicazioni per l'illuminazione stradale o dei parcheggi vale un discorso analogo, oltre ad un obiettivo di risparmio energetico.

Sistemi di accumulo elettrochimici

La presenza di un sistema di accumulo connesso al generatore fotovoltaico di potenza inferiore ai 20 kW_p:

- consente di far fronte alle punte di carico senza sovradimensionare la superficie dei moduli;
- garantisce la continuità di fornitura elettrica anche in caso di insufficiente irraggiamento;

- essendo interposto tra moduli e carico, attenua le eventuali fluttuazioni di voltaggio.

Può trattarsi di:

- batterie al piombo acido, che derivano dalle batterie automobilistiche;
- batterie al nichel-cadmio (Ni-Cd): rispetto alle precedenti offrono una vita utile maggiore ma ad un costo superiore;
- batterie agli idruri metallici di nichel (NiMH): utilizzate fin'ora solo per piccole applicazioni e con un costo ancora molto elevato;
- batterie al litio polimeriche,

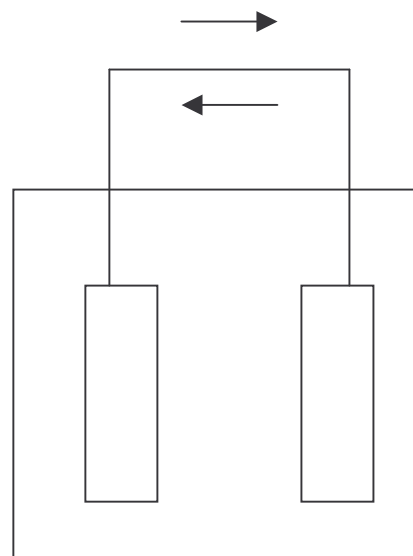
Il sistema di accumulo deve possedere determinate qualità, in vista anche degli usi e dei siti in cui può trovarsi:

- ✓ lunga vita utile
- ✓ elevata efficienza di carica e conversione
- ✓ autoscarica ridotta
- ✓ veloce ricarica
- ✓ facile valutazione dello stato di carica e di vita
- ✓ sicurezza nel caso di scarica profonda e di sovraccarico
- ✓ ridotta variazione di voltaggio tra carica e scarica
- ✓ affidabilità/manutenzione ridotta
- ✓ facile installazione ed eventuale collegamento serie/parallelo per incremento di voltaggio e capacità
- ✓ ridotta tossicità
- ✓ facilità di smaltimento
- ✓ bassa rischio di esplosione
- ✓ costo ridotto
- ✓ disponibilità commerciale diffusa.

La lista è piuttosto lunga. Ad oggi risulta difficile conciliare tutti questi requisiti, per cui in base alle esigenze si cercheranno gli opportuni compromessi. Nella pratica trovano ampio utilizzo le batterie al piombo acido, che offrono il miglior rapporto costo/prestazioni.

Il sistema di accumulo elettrochimico per impianti fotovoltaici costituisce una parte molto delicata dell'impianto: le batterie hanno una vita utile tra i 3÷10 anni, contro i 25÷30 dei moduli, hanno un costo rilevante, richiedono particolari cure nell'installazione e nella manutenzione periodica.

Descrizione di come è fatta una batteria



Batterie al piombo acido

Le batterie al piombo acido sono le batterie più diffuse grazie ai diversi sviluppi tecnici e applicativi avuti nel tempo. Sono le batterie che offrono il rapporto costo/prestazioni migliore.

L'unico svantaggio è il ridotto contenuto energetico per unità di peso, dovuto all'elevato peso molecolare del piombo, per cui una volta assemblate raggiungono pesi ragguardevoli.

Una batteria al Pb è formata da due o più celle connesse in serie immerse in un elettrolita (acido solforico: H_2SO_4). Ciascuna cella è formata da due elettrodi, uno positivo (anodo di PbO_2), cioè con potenziale maggiore rispetto a quello di riferimento, e uno negativo (catodo di Pb), con potenziale minore rispetto a quello di riferimento. La differenza di potenziale tra i due elettrodi fornisce il voltaggio della cella (tra 1.2 e 3.6 V per cella).

Il voltaggio della batteria si compone collegando in serie/parallelo più celle.

Gli elettrodi possono essere:

- **Grigliati:** il materiale poroso attivo è depositato sopra una piastra di piombo come una pasta. Sono economiche e semplici.
- **Tubolari:** la barra di materiale attivo è inserita in un tubo di materiale permeabile all'elettrolita. Questa fattura è più costosa per cui si può trovare l'elettrodo positivo tubolare accoppiato al negativo su piastra (vedi fig.).

Sono fatti di leghe di piombo: al piombo viene aggiunto antimonio (Sb) o calcio (Ca) per aumentare la resistenza meccanica. Peggiorano però la corrosione e il consumo d'acqua.

Le piastre sono separate da setti porosi per evitare il corto-circuito.

Si distinguono batterie :

- ad elettrolita liquido, non sigillate per evaquare i gas che si liberano nei processi di carica/scarica (gassificazione). L'installazione e il trasporto è complicato dal peso. È necessario un rabbocco periodico;
- ad elettrolita solido (gel): sono sigillate e l'evacuazione dei gas è consentita da una valvola regolata delle sovrappressioni che si generano (VRLA * Valve-regulated lead acid battery). L'elettrolita è:
 - disperso in una matrice vetrosa (AGM, absorbent glass matt)
 - immobilizzato in un gel di SiO_2 .

Hanno installazione e manutenzione semplificata. Necessitano di specifici regolatori di carica, più costosi dei tradizionali.

Nel mercato sono disponibili per uso fotovoltaico due tipologie di batterie al piombo acido:

1. derivano da batterie SLI (starting, lightning, ignition), con Pb arricchito di Ca ed elettrodi più spessi;
2. batterie con Pb arricchito di Sb, derivanti da batterie di qualità elevate.

Un'altra tipologia di accumulatori elettrochimici sono quelli al **nichel-cadmio**.

Rispetto agli accumulatori al piombo acido:

- sono meno sensibili alla temperatura, se inferiore a $40^\circ C$;
- hanno durata elevata (8÷25 anni);
- offrono velocità di scarica inferiore;
- ✓ efficienza energetica inferiore;
- ✓ effetto di memoria della carica;
- ✓ cadmio difficile da smaltire poiché tossico;
- ✓ costo elevato (2÷3 le batterie al piombo acido).

Le reazioni di carica-scarica sono descritte dalla formula:



Leggendo da destra a sinistra si ha la reazione di carica, mentre da sinistra a destra la reazione di scarica.

La chimica delle batterie al piombo

L'elettrodo positivo (anodo) è ricoperto di diossido di piombo (PbO_2). L'elettrodo negativo (o catodo) è ricoperto di Pb. L'elettrolita è costituito da acido solforico (H_2SO_4).

Processo di scarica

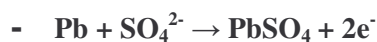
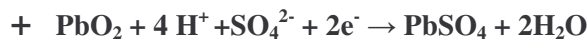
All'anodo: ioni O_2^{2-} si scambiano con gli ioni SO_4^{2-} dell'elettrolita che a loro volta vanno a combinarsi con il Pb^{2+} per formare PbSO_4 .

Al catodo: gli ioni SO_4^{2-} liberati dall'elettrolita si combinano con gli ioni Pb^{2+} per formare cristalli di PbSO_4 .

L'elettrolita perde atomi di acido solforico diminuendo la concentrazione acida.

La variazione strutturale dell'elettrolita è la causa dell'invecchiamento della batteria.

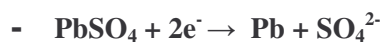
Per mantenere la neutralità del sistema, ogni due ioni SO_4^{2-} che lasciano l'elettrolita due elettroni devono raggiungere l'anodo (+). Si produce una corrente positiva (cariche che dal potenziale negativo vanno verso quello positivo).



Con la scarica si deposita sugli elettrodi PbSO_4 che tende a far decadere le prestazioni della cella, per cui si evita la scarica completa.

Processo di carica

Se dall'esterno si genera un voltaggio maggiore di quello della cella, si innesca un processo di carica. In questo caso la corrente è negativa (va dal catodo all'anodo). I processi chimici si invertono.



OSS:

1. può accadere che al catodo alcuni ioni H^+ si combinino con 2e^- anziché con SO_4^{2-} , soprattutto verso il completamento della carica, quando il catodo è convertito quasi completamente da PbSO_4 in Pb.
2. allo stesso modo all'anodo può formarsi O_2 .

Processo di gassificazione.

Sono da evitare sovraccariche eccessive poiché l'idrogeno (H_2) è esplosivo, tuttavia i cicli di sovraccarico sono utili: le bolle di gas che si generano servono a rimescolare l'elettrolita che tende a stratificare.

Voltaggio di equilibrio a 0°C : 2.12 V

Voltaggio di fine carica : 2.3 ÷ 2.5 V

$V_{\text{carica}} = \rho + 0.85$ con ρ = concentrazione dell'elettrolita [g/cm^3].

Il regolatore di carica

Alcune definizioni utili

Anodo: elettrodo positivo.

Catodo: elettrodo negativo.

Voltaggio: differenza di potenziale tra elettrodo positivo ed elettrodo negativo.

A circuito aperto – non ho carichi collegati

Di fine carica – limite superiore di carica. Una volta raggiunto il valore, la carica non si interrompe ma la corrente di carica viene diminuita per mantenerlo.

Di equilibrio – è il voltaggio a circuito aperto dopo un tempo di livellamento dei sovravoltaggi interni.

Capacità : [Ah] è determinata da una corrente di scarica costante e da un voltaggio di fine scarica. Per valutare batterie diverse è necessario confrontare queste due caratteristiche. Inoltre va considerata la *temperatura di riferimento* da cui dipende la capacità di carica della batteria.

La capacità decresce con il tempo (per *invecchiamento*). L'accoppiamento con sistemi FV determina una capacità inferiore a quella nominale. Infatti la batteria non viene mai completamente ricaricata a causa dei limiti della radiazione solare. Si definisce perciò uno stato di carica massima (*stato di piena carica solare*).

Inoltre, si deve evitare la scarica totale della batteria, per cui si definisce uno *stato di fine scarica pratico*.

Stato di carica (state of charge-**SOC**): capacità percentuale disponibile in un dato istante (0% batteria carica, 100% batteria scarica).

Profondità di scarica: (depth of discharge-**DOD**) complementare al 100% del SOC.

Energia nominale: [Wh] prodotto tra il voltaggio e la capacità nominale.

Ciclo: fase di scarica seguita da una fase di ricarica. Nella specifica della batteria il produttore può indicare il numero di cicli vita, che in questo caso partono da una scarica completa fino ad un DOD del 100%.

Cicli parziali: periodo tra due cambiamenti di segno della corrente circolante nella batteria, prima di arrivare a carica completa.

Capacità producibile: (capacity turnover) rapporto tra Ah accumulati e capacità della batteria (è pari al numero di cicli con DOD del 100% raggiunti nella vita dalla batteria).

Taglia: energia nominale nello stato di carica. Se riferita al carico che alimenta si parla anche di *giorni di autonomia* [kWh/giorno].

Efficienza capacitiva(η_{Ah}): rapporto tra Ah forniti nella scarica e Ah necessari alla ricarica, in un dato periodo. (es.: 95% per una batteria al Pb...)

Efficienza energetica(η_{Wh}): rapporto tra i Wh forniti nella scarica e i Wh necessari alla carica (es.: batteria al Pb ~70-80%, NiCd ~60-70%).

Velocità di autoscarica: a circuito aperto, velocità di perdita di capacità per ricombinazione chimica. È fortemente dipendente dalla temperatura (variazioni di 10°C porta ad un raddoppio della velocità).

Stato di salute: rapporto tra la massima capacità misurata e la capacità nominale (es.: batteria al Pb con stato di salute inferiore all'80% è al termine della vita utile, o meglio, può ancora funzionare ma con minori giorni di vita).

Durata: tempo per il raggiungimento di uno stato di salute dell'80%. Dipende dall'utilizzo che si fa della batteria (scarica totale, stand-by, non utilizzo).

Il dimensionamento

Per dimensionare il sistema di accumulo devo considerare:

- le caratteristiche del sistema fotovoltaico;
- il calcolo dell'autonomia richiesta e della durata;
- la presenza di generatori ausiliari;
- verifica della velocità di scarica;
- specifica del voltaggio;
- valutazione economica.

Il sistema di accumulo può essere alimentato dai soli moduli fotovoltaici, o in accoppiamento, anche da un generatore ausiliario (es. diesel, turbine eoliche...). In quest'ultimo caso si parla di sistema ibrido.

Installazione Manutenzione Collaudo (appunti)

Installazione

Le batterie devono essere poste in locali idonei: sono molto sensibili alle condizioni di temperatura (deve essere compresa tra $+5$ e $+55^{\circ}\text{C}$), umidità e alla presenza di polveri o fumi.

Solitamente vengono alloggiare su scaffali di materiale trattato con antiacidi, adatti a sostenerne il peso rilevante (???Remelli). Gli scaffali devono essere isolati dal pavimento (uso di piedini di gomma??).

Il locale che contiene le batterie deve essere abbastanza ampio da permettere l'accesso a tutti gli accumulatori per il trasporto, la manutenzione e i rabbocchi periodici; deve essere prevista una minima aerazione poiché il processo di carica e scarica libera ossigeno e idrogeno che devono essere diluiti nell'aria.

Si ricorda che il locale batterie è a rischio esplosione ed incendio, pertanto devono essere prese tutte le cautele del caso per la prevenzione (CEI 64-2, CEI 31-33).

Inoltre, nel caso di perdite di acido, si deve disporre di vasche di raccolta in acciaio inox.

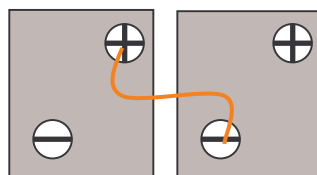
Una volta preparato il locale, gli accumulatori vengono posizionati sugli scaffali, distanziati tra loro come consigliato dal costruttore, rispettando le polarità (positivo-negativo).

Si procede poi con il cablaggio elettrico tra gli elementi (con sbarre fornite dal costruttore o cavi con sezione adatta), come previsto dal progetto. Eseguiti i collegamenti si prosegue con l'applicazione delle protezioni ed il collegamento dei terminali positivi e negativi.

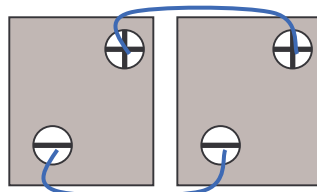
Le celle delle batterie possono essere collegate in serie e/o parallelo combinate in modo tale da fornire in uscita i corretti valori di tensione, corrente e capacità.

Si ricorda che nel caso di collegamento in serie si sommano i valori di tensione di ciascuna cella, mentre capacità e corrente non cambiano. Nel collegamento in parallelo, il voltaggio non cambia, mentre capacità e corrente risultano dalla somma delle celle collegate.

SERIE



PARALLELO



Messa in servizio

La prima carica delle batterie può essere effettuata :

- a tensione costante
- a corrente costante
- a corrente decrescente

per valori di tensione, corrente e tempi indicati dal costruttore.

La prima carica è importante: da essa dipende la durata e il funzionamento futuro dell'accumulatore.

Manutenzione

Quando vengono acquistati, gli accumulatori possono essere in carica secca, cioè con le piastre precaricate ma senza il solvente aggiunto, oppure già contenenti l'elettrolita.

Nel primo caso, le batterie hanno un tempo di immagazzinamento maggiore ma sono sensibili alle condizioni ambientali (temperatura ed umidità elevata ne riducono la durata). È consigliato mantenerle in posizione verticale con i tappi ben chiusi per evitare il contatto con l'aria. Il locale deve essere fresco ed asciutto.

Nel caso contengano l'elettrolita, devono essere tenute sempre in ambienti freschi ed asciutti, e almeno una o due volte l'anno devono essere ricaricate.

I problemi principali a cui si va incontro sono: l'invecchiamento delle batterie, con la conseguente perdita di capacità, la solforazione e il ghiacciamento.

Per quest'ultimo problema si rende necessario il controllo della temperatura: l'impianto si trova in zone non praticabili **nella stagione invernale conviene procedere allo svuotamento delle batterie**, o utilizzare le batterie con elettrolita solido.

Tra i processi che accelerano l'invecchiamento si ha la stratificazione dell'acido solforico (H_2SO_4)

Una volta installate nell'impianto si prevedono:

- rabbocchi periodici del solvente con l'uso di acqua distillata, curandosi di mantenere la corretta concentrazione dell'elettrolita (acido solforico con concentrazione pari a 1.25 kg/dm^3 a 25° C in climi temperati). Se l'acido ha una concentrazione maggiore, si può procedere diluendolo in acqua distillata (aggiungere acido all'acqua e non viceversa). Riempire bene fino ai limiti indicati dal costruttore, attendendo l'assorbimento da parte delle piastre.
-

Nota Bene:

gli accumulatori elettrochimici aperti sono detti vented o floated

Possono avere opportuni sistemi per l'espulsione dei gas (H_2 ed O_2).

Accumulatori a ricombinazione regolati con valvola

Accumulatori dotati di valvole unidirezionali di sicurezza che si aprono quando la pressione interna supera certi valori. Tali accumulatori, detti impropriamente ermetici, esistono in due versioni costruttive: AGM (o starved) e GEL.

I primi hanno l'elettrolita contenuto in un supporto microporoso, mentre i secondi hanno l'elettrolita in forma gelatinosa. Questi accumulatori sono spesso indicati con la sigla VRLA (Valve Regulated Lead Acid). (enereco)



Applicazioni stradali.
Da DEA srl (www.deasrl.it)



L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'installazione

1. RACCOMANDAZIONI GENERALI
2. FASI OPERATIVE

1. Raccomandazioni generali

- Fare attenzione che i componenti e i materiali che si utilizzano siano conformi alle norme di riferimento specificate nel progetto e nei bandi.
- Scegliere i componenti, a parità di prestazioni fornite, sulla base della facilità e rapidità di installazione e manutenzione piuttosto che sulla base del semplice costo d'acquisto iniziale

Materiali

- Tutti i materiali impiegati devono essere adatti all'esposizione prolungata ai raggi UV e alla radiazione solare in genere.
- Tutti i materiali devono essere adatti alle condizioni di temperatura relative alla località di installazione
- Materiali metallici diversi posti a contatto (come per esempio alluminio e acciaio) devono essere opportunamente isolati mediante interposizione di materiale isolante
- Le strutture di alluminio non devono essere poste a contatto diretto con i materiali cementizi
- Devono essere impiegati solo connettori di alta qualità

Componenti e criteri

- Appoggiarsi a fornitori con esperienza nel settore che possano fornire un minimo di supporto e di garanzia sul prodotto
- Tutti i componenti elettrici impiegati devono essere adatti alle correnti e alle tensioni previste nell'impianto
- Tutti i componenti devono essere installati in accordo con le prescrizioni e le specifiche dei singoli produttori. E' buona norma leggere attentamente (almeno la prima volta che si utilizzano) i manuali d'uso e manutenzione dei componenti al fine di prendere confidenza con gli stessi.
- Tutte le etichette identificative dei componenti e le targhette di sicurezza devono essere ben visibili e posizionati secondo progetto
- **Tutti i dispositivi di sicurezza elettrica (SPD, LPS, diodi di blocco e quadri di stringa relativi) devono essere facilmente accessibili per controlli o manutenzioni e posizionati il più possibile in luogo riparato.**
- Tutte le connessioni elettriche devono essere ben isolate e i cavi non devono potersi sfilare.

Attrezzature

Si adoperano i comuni strumenti di lavoro adatti a cantieri edili ed elettrici, uniche attrezzature particolari sono le pinze crimpatrici per le connessioni come le MultyContact ed eventuali strumenti di misura della radiazione solare se si vogliono fare delle verifiche sul funzionamento dell'impianto.

(vedi la sezione sugli strumenti di misura).

2. Fasi operative

Le operazioni di installazione necessariamente devono articolarsi in momenti successivi e concatenati tra loro seguendo uno schema per fasi che possono essere distinte tra loro.

Il seguente è un possibile elenco di fasi per suddividere l'insieme delle attività da svolgere per la realizzazione di un impianto FV e va considerato più come una indicazione di metodo piuttosto che una prescrizione precisa di come svolgere il lavoro di installazione.

SEQUENZA DELLE FASI DI INSTALLAZIONE (*in neretto le fasi critiche*)

- 1) **Ricognizione/sopralluogo iniziale (sito, edificio/struttura portante, elementi di**

disturbo aereo)



- 2) **Analisi del progetto** e verifica di compatibilità della disposizione degli elementi con le

caratteristiche del sito



- 3) Lista delle attrezzature e delle componenti da utilizzare

- 4) **Fornitura dei componenti**

- 5) Stesura di un piano dei lavori



- 6) INIZIO LAVORI: **lavorare in sicurezza**

- 7) **Montaggio delle strutture di supporto**

- 8) Predisposizione del cablaggio (canalette)

- 9) **Posa dei pannelli**

- 10) **Cablaggio/Connessioni**

- 11) **Installazione degli inverter**

- 12) Posizionamento del BOS e degli accumulatori (se presenti)

- 13) Connessioni alla rete/utenza

- 14) **Verifiche di progetto e prova**

- 15) Collaudo finale

- 16) Relazione progettuale sul “**come costruito**” e **prescrizioni su manutenzione e utilizzo**



Ricognizione

Di fatto da una corretta ispezione del sito ove si prevede l'installazione è l'operazione che può condizionare in maniera significativa molta parte del resto delle attività. Questo perché quanto prima ci si accorge delle problematiche che potranno nascere in fase di montaggio tanto meglio si può adoperarsi per limitarne le conseguenze.

Un elemento da valutare con attenzione è l'edificio su cui l'impianto viene posizionato ed in particolare occorre verificare il tipo e la qualità di opere edili presenti, come consiglio è sempre meglio non fidarsi di quanto riferito ma vedere e andando al limite a “tastare” con mano la consistenza strutturale. Essere scrupolosi su questo evita di dover a lavori iniziati cambiare la disposizione delle strutture di supporto o peggio di realizzare un impianto non sicuro dal punto di vista strutturale.

Altro aspetto da osservare con scrupolo è l'esistenza di ostacoli visivi attorno all'edificio che possono ombreggiare parzialmente i moduli FV. Uno degli elementi più fastidiosi è la presenza di

alberi nelle immediate dei moduli in direzione del sole. Questo non tanto per gli effetti prodotti nel presente ma in previsione di quelli futuri a seguito della naturale crescita delle chiome.

Per svolgere una ricognizione corretta può essere utile usare una macchina fotografica, specie se di tipo digitale per la quale il costo operativo è decisamente basso, con cui evidenziare i dettagli più interessanti del sito in questione.

Analisi del progetto

Contemporaneamente alla ricognizione fatta sul luogo di installazione è opportuno confrontare le ipotesi progettuali con la situazione concreta che si è trovata, questo non tanto per scarsa fiducia nei confronti del progetto ma solo perché, lo ribadiamo, se esistono errori progettuali anche piccoli è meglio accorgersene prima e rimediare per tempo piuttosto che durante l'esecuzione dei lavori.

Certamente è vero che il miglior strumento di valutazione è l'esperienza che si acquisisce col tempo.

Tutti i progetti di impianti fotovoltaici devono essere redatti in conformità alle normative tecniche specifiche **citare nella sezione apposita.**

La guida CEI 0-2 *Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici* prevede che le fasi di progettazione possono essere suddivise in momenti distinti con compilazione separata dei documenti relativi, distinguendo sostanzialmente tre fasi.

- Progetto di massima, detto anche preliminare
- Progetto definitivo
- Progetto esecutivo

Tale distinzione è obbligatoria per gli impianti che seguono l'iter dei lavori pubblici, mentre per il resto delle installazioni non è necessaria ma può benissimo essere adottata.

Di seguito si riporta uno schema riassuntivo dei documenti che un progetto **esecutivo** dovrebbe contenere.

DA TOGLIERE QUELLO CHE NON SERVE vedi volume CEI

	Documento
Progetto esecutivo	Relazione tecnica sulla consistenza e tipologia dell'impianto
	Schema elettrico generale
	Schemi di installazione (planimetrie costruttive)
	Riepilogo delle potenze installate
	Tabelle e diagrammi di coordinamento delle protezioni
	Elenco dei componenti elettrici
	Elenco delle condutture elettriche
	Specifiche tecniche dei componenti elettrici
	Documenti di disposizione funzionale
	Schemi dei quadri elettrici
	Planimetrie
	Dettagli di installazione
	Documenti specifici per ambienti particolari
	Capitolo d'appalto
	Computo metrico
	Disposizioni sulla sicurezza e sulla manutenzione

Fornitura dei componenti

Esiste un'ampia offerta da parte dei produttori e una distribuzione sostanzialmente non capillarmente diffusa, visto che di fatto il mercato del fotovoltaico in Italia è in fase di sviluppo. Il consiglio migliore per la scelta della fornitura dei componenti, soprattutto se si è alle prime armi, è di affidarsi a fornitori con un minimo di esperienza nella vendita di dispositivi FV, capaci di fornire un minimo di supporto e che possano dare garanzie sull'affidabilità dei prodotti. Giova ricordare ancora una volta che il puro e semplice costo di acquisto non va visto come il parametro principale per svolgere una corretta valutazione. Solo se si ha una certa dimestichezza con i componenti FV e l'esperienza fatta con talune marche o modelli di prodotto è positiva allora si può tranquillamente puntare sul prezzo di acquisto.

In certi momenti la richiesta di pannelli FV può avere dei picchi e i tempi di consegna possono essere dilatati, pertanto è meglio programmare la tempistica di esecuzione dei lavori dopo avere avuto modo di verificare le disponibilità a magazzino dei materiali e la tempistica di consegna.

Sicurezza

Prima dell'inizio dei lavori vero e proprio è obbligatorio, come prescritto dalle norme sulla sicurezza dei cantieri, predisporre tutte le opere necessarie a garantire l'incolumità degli operatori. I riferimenti normativi principali sono il DL 14 agosto 1996 n° 494 "*Attuazione della direttiva 92/57/CE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei e mobili*" e sue successive integrazioni e modifiche, e il DL 626 del 1994.

Durante l'esecuzione dell'opera si deve procedere alla nomina del coordinatore per la progettazione e per l'esecuzione e alla redazione dei documenti prescritti (*PIANO DI SICUREZZA E COORDINAMENTO, NOTIFICA PRELIMINARE, VERIFICA DELL'APPLICAZIONE DELLE NORME DI SICUREZZA, VERIFICA DOCUMENTALE DELLE IMPRESE APPALTATRICI*)

Come in ogni cantiere è obbligatorio l'uso di adeguati DPI (dispositivi per la protezione individuale) in ogni fase del montaggio e nelle successive operazioni di verifica e collaudo.

Montaggio Strutture

In termini di tempo è la fase più lunga, specie se si va ad operare in posti caratterizzati da difficoltà di accesso e/o sicurezza critica oppure se contestualmente devono essere eseguite opere edili. Per garantire che l'impianto installato sia sicuro dal punto di vista dal punto della tenuta senza spreco di tempo è fondamentale che la fase di posa delle strutture di sostegno sia fatta con la massima cura possibile.

Sono da evitare incertezze circa la disposizione finale dei supporti per i moduli FV per non dovere in corso dell'opera smontare e riposizionare le strutture con conseguente aumento dei tempi (e dei costi!) di consegna..

Da rimarcare ancora il fatto che si deve cercare il di puntare su componenti caratterizzati da facilità di montaggio e con una buona flessibilità nell'uso per ridurre il tempo di esecuzione dell'attività.



Posa dei pannelli

Si consiglia di verificare nel momento della rimozione degli imballaggi la consistenza dei pannelli, ponendo attenzione alla eventuale presenza di difetti o danneggiamenti sulla superficie delle celle fotovoltaiche e al corretto assemblaggio della telaio.

La posa consiste nel fissaggio dei pannelli sulle strutture di supporto secondo lo specifico caso e nella connessione in serie dei pannelli per la realizzazione delle stringhe come da progetto.

I pannelli sono sufficientemente protetti dall'involucro protettivo (telaio e vetro temprato) per essere stoccati e maneggiati senza particolari precauzioni da una sola persona visto che il peso non è considerevole. Di fatto è l'ingombro che può dare problemi se si deve lavorare in posti sopraelevati con difficoltà di accesso, rendendo necessario l'uso di montacarichi.

Cablaggio

Le operazioni di cablaggio non sono soggette a particolari precauzioni, si rimarca la necessità di porre massima cura nella connessione fisica dei cavi e morsettiere per garantire dispersioni minime.

Installazione degli inverter

Se è la prima volta che si monta un inverter, è necessario leggere attentamente le avvertenze e le precauzioni riportate dal produttore, sia per motivi di sicurezza che per evitare di danneggiare il prodotto.

Accertarsi che il prodotto sia certificato.

Essendo molteplici le opzioni di posizionamento, all'atto dell'installazione va verificato che la parete o la struttura di sostegno a cui si vuole assicurare l'inverter sia adatta a sostenerne il peso. Per ciò che riguarda i collegamenti, l'inverter va collegato al generatore fotovoltaico da una parte e alla rete, o ai carichi se si tratta di isola, dall'altra.

Bisogna distinguere due casi:

presenza di contatti esterni all'inverter: si può trattare di connettori Multicontact per agevolare l'installazione;

collegamenti da fare dalle morsettiere dell'inverter aprendone l'involucro.

Per le connessioni, seguire le indicazioni del costruttore che avrà predisposto morsetti per il collegamento alla rete e al generatore FV.

Alla rete si avranno i tre collegamenti alla linea (L), al neutro (N) e alla protezione di terra (EP)(sistema trifase).

Si ricorda la necessità di interporre tra inverter e rete elettrica un dispositivo di protezione che rispetti i requisiti richiesti dal gestore della rete. (!!!!NORME di riferimento)

L'allacciamento alle stringhe del campo fotovoltaico consiste nel collegare le due polarità ("+" e "-") all'inverter (attenzione a rispettare le indicazioni).

Le modalità di collegamento tra le stringhe e l'inverter dipendono dai valori di tensione massima accettati dall'inverter e dalle caratteristiche del campo (numero di stringhe, potenza generata...).

Anche in questo caso si rimanda alle specifiche del costruttore contenute nei dati tecnici dello strumento.

Si possono prevedere impianti multinverter, cioè con tre o più inverter collegati: in questo caso si rende necessaria l'aggiunta di un quadro di interfaccia di rete (norme CEI 11-20).

Consigli utili ELIMINARE?

	<i>Requisiti</i>	<i>Consigli</i>
<i>Luogo</i>	<i>esaminare tutte le possibili opzioni di posizionamento delle stringhe di moduli FV nel sito dell'impianto.</i>	<i>Assicurarsi che la superficie dove si posiziona l'impianto sia in grado di sostenerne il peso</i>
<i>Orientamento</i>	<i>verso sud, in linea di principio</i>	<i>Attenzione alle barriere naturali ed artificiali (ad esempio edifici adiacenti, colline o monti e alberi) che si possono interporre e dare ombreggiamenti</i>
<i>Inclinazione</i>	<i>Dipende dalla latitudine (vedi <i>tabelle n. di riferimento</i>)</i>	<i>È consigliabile inclinare i pannelli per ottimizzare l'angolazione di incidenza dei raggi solari con la superficie del modulo</i>
<i>Componenti</i>	<i>Rispettare le specifiche tecniche del costruttore di applicabilità dei componenti</i>	<i>Attenzione alla resistenza all'acqua ed altri eventuali elementi corrosivi con cui può esserci contatto</i>

Manutenzione

1. Premessa

Generalmente le operazioni di manutenzione di un impianto FV sono minime e limitate per lo più ad ispezioni visive dello stato dei vari componenti e alla verifica del loro corretto funzionamento.

Nell'insieme di un impianto i componenti maggiormente sensibili e critici sono i convertitori statici (inverter) e le batterie d'accumulo.

Gli inverter risentono soprattutto del fatto che la probabilità di guasti è innalzata dalla presenza al loro interno di un discreto numero di elementi elettronici complessi e delicati. Va detto che proprio per la loro complessità intrinseca generalmente si preferisce sostituire l'intero dispositivo piuttosto che ripararne in loco le parti danneggiate. Nell'arco della vita utile di un impianto (20 anni) è

prevedibile almeno una sostituzione di ciascun inverter. Alla luce della loro incidenza sul costo dell'intero impianto è pertanto molto opportuno scegliere inverter che diano garanzie di durata e affidabilità.

Per quanto riguarda le attività manutentive, si raccomanda di attenersi sempre alle istruzioni specifiche contenute nel manuale uso e manutenzione fornito dal produttore dell' inverter.

Gli accumulatori sono il componente con minore vita utile rispetto all'intero impianto e di norma si programma la loro **sostituzione** con una cadenza calcolata sulla base del tipo di batteria usata e dell'impiego. La presenza di acido al loro interno li rende componenti da trattare con perizia e cura nel momento in cui vengono maneggiati e per i quali è utile avere un occhio di riguardo maggiore. Una corretta progettazione dell'impianto FV (che esula lo scopo di questa guida) deve valutare le alternative possibili sia a livello di scelta dei componenti che di posizionamento degli stessi per poter minimizzare il costo complessivo nell'arco della vita utile dell'impianto, riducendo quindi il numero di interventi manutentivi e le possibilità di guasti.

L'eventualità di posizionare **un dispositivo per l'acquisizione dati** con una connessione remota è una possibilità che, come già accennato in precedenza, consente di monitorare il funzionamento dell'impianto praticamente in tempo reale, consentendo di evitare frequenti uscite per sopralluoghi di verifica o di intervenire in modo rapido al sopraggiungere di un guasto.

La seguente tabella schematizza i principali controlli periodici utili alla corretta manutenzione dell'impianto.

L'elenco è da ritenersi un insieme di indicazioni utili e non una lista di prescrizioni da osservare scrupolosamente, sia perché ogni impianto presenta caratteristiche specifiche e sia perché non sempre può essere agevole effettuare tutte le operazioni nel dettaglio.

Vista una non preventivabile periodicità specifica per le verifiche si consiglia comunque di svolgere l'insieme di tutte le verifiche riportate magari in una unica giornata annuale al fine di minimizzazione del tempo (e del costo quindi) per la manutenzione dello stesso.

(FASCICOLO TECNICO DELL'OPERA)

Da ricordare che ove prescritto è comunque obbligatorio consegnare al cliente un manuale di uso e manutenzione che descriva, in maniera anche sommaria, quali sono le principali operazioni da seguire per garantire il funzionamento dell'impianto.

2. Tabella delle manutenzioni






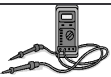







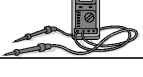








SIMBOLO	Tipo di operazione
	VISIVA
	MISURA
	MANUALE

Tabella manutenzioni

Componente	Dettaglio	TIPO	Descrizione	Periodicità	Possibili interventi
Ambiente circostante	Vegetazione		Verifica della dimensione delle chiome degli alberi nelle adiacenze dei pannelli per evitare ombreggiamenti	Annuale (<i>utile usare delle foto cronologiche</i>)	Potatura
Impianto	Prestazioni		Verifica della capacità produttiva dell'impianto direttamente o	Annuale a scadenze prefissate (es ogni 21)	

Componente	Dettaglio	TIPO	Descrizione	Periodicità	Possibili interventi
			mediante i sistemi di acquisizione dati da remoto.	marzo).	
Pannelli	Sporcamento		In funzione delle condizioni atmosferiche specifiche va verificata la trasparenza della superficie di ricoprimento	Almeno annuale	<i>Generalmente si sconsiglia la pulizia manuale.</i>
	Integrità		Presenza di danneggiamenti evidenti, formazioni di bolle superficiali nel sigillante		Sostituzione
	Cassette di terminazione		(A campione) accumuli d'acqua, danneggiamenti dei cavi, stato dei contatti positivi e negativi		<i>Sostituzione cavi, siliconatura delle cassette</i>
Strutture di sostegno	Integrità		Serraggio delle imbullonature, presenza di piccole deformazioni del telaio di sostegno, stato della zincatura delle viti di serraggio	<i>Annuale o a seguito di particolari eventi meteorologici (neve/vento)</i>	
Stringhe	Tensione		A parità di condizioni si verifica che la tensione a vuoto (V..) di tutte sia uniforme con scostamento massimo del 10%.		Controllo delle connessioni e dei pannelli
Quadri elettrici	Integrità		Corretta indicazione degli strumenti di misura ()		
	Interruttori - sezionatori		Funzionamento		
Diodi di blocco	Funzionamento		Verifica		
Scaricatore da sovratensioni (SPD)	Stato		Stato del colore della cartuccia. In genere l'impianto va in blocco se entra in funzione	Annuale o a seguito di caduta fulmini nelle immediate vicinanze	Sostituzione
Inverter	Funzionamento		(se previsto dal modello) presenza di messaggi d'errore su display <u>delle componenti elettriche</u>		

Componente	Dettaglio	TIPO	Descrizione	Periodicità	Possibili interventi
	<u>DA ESEGUIRE AD IMPIANTO FUORI SERVIZIO</u>		Ispezione per controllo dell'integrità dell'armadio di contenimento, presenza di infiltrazioni d'acqua o condense	Stagionale	
Accumulatori	Integrità		Vasche di contenimento, formazione di deposito sui contatti	Annuale	
	Elettrolito/ Tensioni		Misura della densità dell'elettrolito e misura della tensione (a campione)	Annuale	
	Sostituzione			Sulla base delle indicazioni del produttore	
Collegamenti elettrici	Integrità		Danneggiamenti, abrasioni, alterazioni nel colore dell'isolante	<i>Annuale</i>	
	Resistenza		Verifica di tenuta allo sfilamento		

LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO

(NOTA BENE:

Di seguito vengono riportate le leggi e le norme citate nel testo in materia di impianti fotovoltaici in vigore alla stesura del testo stesso. **Gli eventuali aggiornamenti da applicare sono a cura del lettore.** Si ricorda che l'adesione ad eventuali bandi regionali o nazionali comporta il rispetto di specifiche norme elettriche, di collaudo... solitamente precisate nel testo del bando stesso, a cui si deve fare riferimento.)

Legge n. 10 del 09/01/1991: “Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”.

Decreto Legislativo n.387 del 29 dicembre 2003 : “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”.

Decreto Legislativo n.192 del 19 agosto 2005 : “Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia”.

DM 16 gennaio 1996 “Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi”.

Circolare 4 luglio 1996 n° 156 “Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei **carichi e sovraccarichi** di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996.”.

La Legge 168/68 sancisce che le installazioni e gli impianti elettrici ed elettronici devono essere realizzati a regola d'arte secondo le norme del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI).

Decreto del 28/07/2005: Conto energia

Deliberazione AEEG n.188/05 del 14/09/2005.(È stabilito che sia il grtn il il Soggetto Attuatore, che eroga le tariffe incentivanti, le modalità e le condizioni per l'erogazione.)

NORME CEI RELATIVE AI DISPOSITIVI FOTOVOLTAICI

Riguardo alle Norme CEI, possiamo far riferimento a quelle redatte dal Comitato 82 riguardano i dispositivi fotovoltaici (FV).

Ora analizzeremo i 9 fascicoli di tale Norma in modo sintetico, ma esplicitando i punti salienti in modo chiaro e comprensibile.

Per ulteriori informazioni, verrà indicato il fascicolo al quale abbiamo fatto riferimento:

NORME CEI 82-2 Dicembre 1994 Dispositivi fotovoltaici

Da tale fascicolo ricaviamo:

MARCHIO(8): ciascuna cella di riferimento deve recare un numero di identificazione chiaro e indelebile, per un eventuale riferimento incrociato con il corrispondente Data-Sheet.

LUCE SOLARE NATURALE(12.1): i diversi punti chiarificano come deve essere il tempo atmosferico ideale per la calibrazione delle celle.

NORME CEI 82-3 Dicembre 1994 Dispositivi fotovoltaici

Da tale fascicolo ricaviamo: DISTRIBUZIONE SPETTRALE DI IRRAGGIAMENTO SOLARE DI RIFERIMENTO(4): tale punto è corredato con tabella e grafico dell'irraggiamento solare.
CARATTERISTICHE CORRENTE-TENSIONE(5): esso contiene il grafico esplicativo della relazione $V=f(I)$ di una cella, misura irraggiamento e temperatura costanti.

NORME CEI 82-4 Giugno 1994 Protezione contro i sovraccarichi

Da tale fascicolo ricaviamo:

Fonti di sovratensioni(3): esistono due tipi di fonti di sovratensioni:

1. ORIGINE ESTERNA(3.1): scariche atmosferiche;
2. ORIGINE INTERNA(3.2): guasto di un componente, errori di manovra, transitori commutazione.

Metodi per ridurre le sovratensioni (4):

1. CABLAGGIO(4.1): interconnessione con linee a bassa impedenza;
2. MESSA A TERRA(4.2): questo punto, suddiviso in 6 paragrafi, descrive le procedure di messa a terra di un dispositivo FV e le opzioni di progetto per assicurare la massima protezione del sistema, del personale e delle apparecchiature.

NORME CEI 82-5 Settembre 1995 Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento

Tale fascicolo riporta le caratteristiche $V=f(I)$ di dispositivi FV a silicio cristallino e le procedure per il riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento.

NORME CEI 82-6 Dicembre 1996 Requisiti dei moduli solari di riferimento

Tale fascicolo fornisce i requisiti per la scelta, l'imballaggio, la calibrazione, l'identificazione e le precauzioni d'uso dei moduli solari di riferimento.

NORME CEI 82-7 Giugno 1997 Parametri caratteristici dei sistemi FV autonomi

Tale fascicolo definisce i principali parametri elettrici, meccanici e ambientali necessari per la descrizione e l'analisi del funzionamento dei sistemi FV autonomi.

NORME CEI 82-8 Giugno 1997 Moduli FV in silicio cristallino per applicazioni terrestri.
Qualifica di progetto e omologazione del tipo

Tale fascicolo fornisce i requisiti per la qualifica del progetto e l'omologazione del tipo dei moduli FV destinati ad essere utilizzati all'aperto sulla Terra per servizi di lunga durata in condizioni climatiche moderate.

NORME CEI 82-9 Giugno 1997 Sistemi FV: caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete.

Tale fascicolo fornisce le raccomandazioni tecniche riguardanti le prescrizioni per l'interfaccia di raccordo tra i sistemi FV e la rete.

Le Norme CEI relative alle batterie di accumulazione sono le Norme redatte dal Comitato 21 nel fascicolo 5 dell'Ottobre 1989. Esse descrivono le caratteristiche essenziali delle batterie e i metodi di prova che permettono di controllare tali caratteristiche.

CEI 11-20 per il collegamento alla rete pubblica

Norma UNI 8477 parte I: Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.

Norma UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - dati climatici
Spedifica dei dati climatici di ogni regione (vedi anche legge 10/91)

Norme di riferimento art.4 legge 28 luglio 2005

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

CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria (cioè bassa e media tensione);

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
(Definisce le condizioni di prova standard in laboratorio per i componenti fotovoltaici)

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) -Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini; CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato; CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine;

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990; UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.;

CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.

Leggi e direttive di riferimento

Decreto 28 luglio 2005 (G.U. n.181 5/8/2005) Ministero delle Attività Produttive

Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Decreto n. 106 del 16 marzo 2001 del Servizio IAR del Ministero dell'ambiente e Tutela del Territorio (G.U. n. 29/3/2001)

"Tetti fotovoltaici"

Programma finalizzato alla realizzazione di impianti fotovoltaici di potenza da 1 a 50 kW_p, collegati alla rete elettrica e integrati nelle strutture edilizie (tetti, terrazze, facciate, elementi di arredo urbano) che prevede la possibilità per soggetti pubblici e privati di beneficiare di un contributo pubblico in conto capitale.

E successivi aggiornamenti (DECRETO 12 novembre 2002 , DECRETO 11 aprile 2003)

Protocollo di kyoto

Atto esecutivo che contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sulla attuazione operativa di alcuni degli impegni della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici (United Nation Framework Convention on Climate Change) firmato nel dicembre del 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3) svoltasi a Kyoto (Giappone).

Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli a economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 % le principali emissioni antropogeniche di gas serra entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Il paniere di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esafioruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995. La riduzione complessiva del 5,2 % non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 %, per gli USA al 7 %, per il Giappone al 6 %. Il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore dopo 90 giorni dalla ratifica da parte di non meno di 55 paesi parti della Convenzione quadro sui cambiamenti climatici, che siano responsabili nel complesso di almeno il 55 % delle emissioni complessive di CO₂ relative al 1990.

Il protocollo di Kyoto è entrato in vigore il 16 febbraio 2005.

Con il protocollo si introducono dei meccanismi che consentono lo “scambio” di quote di emissioni di gas serra tra paesi industrializzati.

JI (Joint Implementation):

Meccanismo flessibile in base al quale, una società di un paese industrializzato firmatario del Protocollo può realizzare un progetto che determini una riduzione delle emissioni di gas serra in un altro paese industrializzato, e spartire, in base a un accordo tra le parti, i crediti relativi alle emissioni evitate.

International Emission Trading:

Strumento flessibile finalizzato a permettere lo scambio di crediti d'emissione tra paesi o società in relazione ai rispettivi obiettivi. Una società o una nazione che abbia conseguito una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra superiori al proprio obiettivo potrà cedere tali “crediti” a un paese o una società che, al contrario, non sia stata in grado di abbattere sufficientemente le proprie emissioni.

CDM (Clean Development Mechanism):

Meccanismo flessibile in base al quale i paesi industrializzati e ad economie in transizione possono realizzare, nei paesi in via di sviluppo, progetti che conseguano un beneficio ambientale in termini di emissioni di gas serra e trasferire tali benefici (crediti) sull'obbligo relativo al proprio paese.

ENEL DK5950

DV604

Delibera AEEG 224/00 scambio energia con impianti FV (potenza fino a 20 kW)

Delibera AEEG 34/05 scambio energia con impianti FV (potenza maggiore di 20 kW)

Guida realizzata con il contributo di **CCIAA Padova**
Edizione aggiornata marzo 2006

Testo redatto da:

Bluenergycontrol di Marco Fiorese

CNA Padova