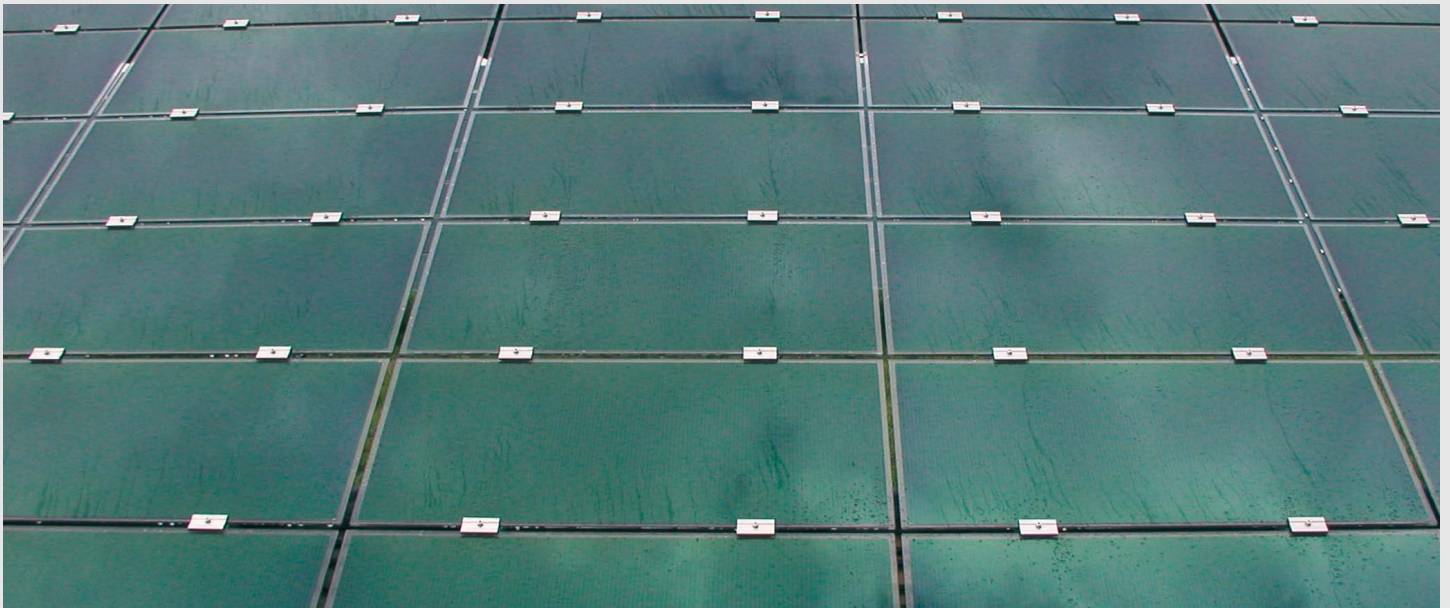


Tecnologia dei moduli

Gli inverter SMA offrono la soluzione adatta per ogni modulo



Contenuto

Oltre ai moduli FV in silicio cristallino si fanno costantemente largo sul mercato nuove tecnologie delle celle solari e ulteriori sviluppi dei tradizionali moduli FV. Tecnologie innovative, quali moduli a film sottile e celle a contatto posteriore, offrono vantaggi avveniristici quali, ad esempio, bassi costi di produzione, tempi brevi di payback energetico o gradi di rendimento particolarmente elevati.

Bisogna tuttavia sottolineare che alcune tecnologie dovrebbero essere utilizzate solo a determinate condizioni. È pertanto necessario osservare scrupolosamente i consigli d'installazione del costruttore per l'utilizzo di moduli FV.

Grazie alla variegata offerta di diverse topologie, gli inverter SMA, in combinazione con le dotazioni opzionali, sono impiegabili in modo così flessibile da poter offrire un apparecchio ottimale per ciascuna tecnica dei moduli. Questa informazione tecnica descrive lo stato attuale delle esperienze nell'impiego di diverse tecnologie per celle e moduli. Le presenti informazioni sono integrate da suggerimenti concreti per la scelta del giusto inverter.

1 Potential Induced Degradation (PID)

Molti installatori e gestori di impianti hanno ascoltato o letto nell'ultimo periodo di un'inspiegabile perdita di potenza. Questo fenomeno si verifica in particolare nel modulo FV che si trova più vicino al polo meno. Il potenziale (tensione a terra) delle celle solari è solitamente compreso tra -200 V e -350 V , a seconda della lunghezza di una stringa e del tipo di inverter utilizzato. La struttura dei moduli FV indica invece un potenziale di 0 V , poiché deve essere messa a terra per motivi di sicurezza.

A causa di questa tensione elettrica tra celle solari e struttura può accadere che gli elettroni si stacchino dai materiali utilizzati nel modulo FV e fluiscono nella struttura messa a terra (figura 1). Ciò lascia una carica (polarizzazione), che può modificare in modo negativo la curva caratteristica delle celle solari (figura 2). Si è evidenziato che tali polarizzazioni sono per lo più reversibili. Pertanto le si distingue da effetti irreversibili, come corrosione e normale invecchiamento.

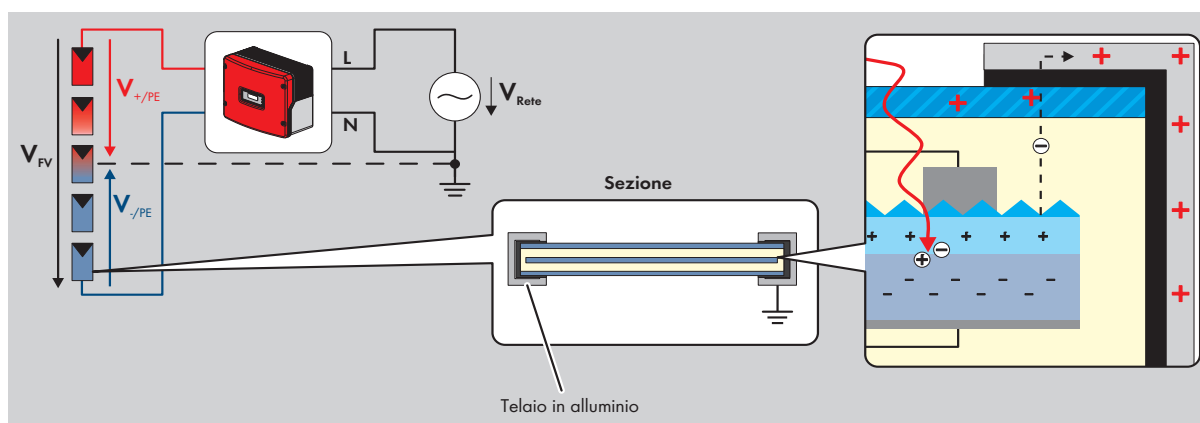


Figura 1: Accumulo di cariche elettriche a causa di una dispersione di corrente tra cella solare e struttura del modulo

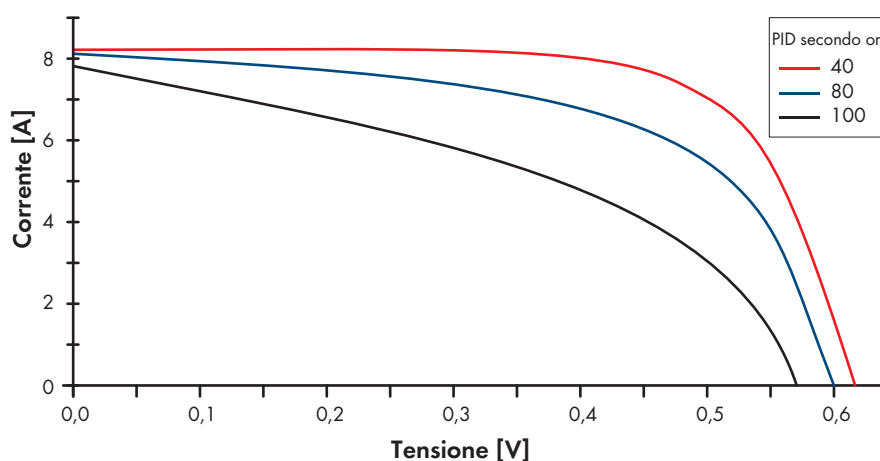


Figura 2: La curva caratteristica di un modulo FV prima e durante la procedura di degradazione. È tipica una flessione della curva caratteristica, nella quale la tensione a vuoto e la corrente di cortocircuito restano quasi invariate ma la potenza massima (MPP) viene ridotta fino al 70%.*

In passato le polarizzazioni erano note solo per pochi tipi di celle, per le quali i produttori facevano riferimento a una relativa soluzione. Tuttavia, attualmente, anche altri tipi di celle evidenziano questo quadro errato. Occorre dunque distinguere tra due casi:

- Già da anni l'azienda SunPower indica di polarizzare i propri moduli con celle A-300 (tipo n) in caso di funzionamento con potenziale elettrico positivo. Come rimedio veniva suggerita una messa a terra del polo positivo del generatore.
- Molti dei nuovi casi riguardano anche i produttori con celle di tipo p. Tuttavia qui la polarizzazione viene richiamata da potenziale negativo e può essere impedita con la messa a terra del polo negativo del generatore.

Se il generatore non può essere messo a terra a causa dell'inverter impiegato o se i moduli FV sono già stati polarizzati, è utile soltanto neutralizzare la polarizzazione. A tale scopo SMA Solar Technology AG ha sviluppato il cosiddetto PVO-Box che durante la notte crea una tensione contraria in prossimità del polo interessato. Ulteriori informazioni su questo argomento sono reperibili nell'informazione tecnica "Potential Induced Degradation" (vedere www.SMA-Italia.com).

2 Corrosione TCO

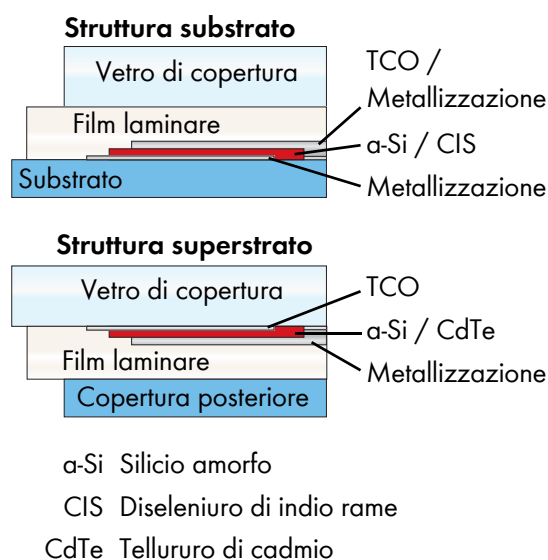
Già dopo un periodo di funzionamento relativamente breve in passato è stato rilevato un danneggiamento del cosiddetto strato TCO in alcuni moduli a film sottile (TCO: Transparent Conductiv Oxide). Il danneggiamento di questo strato elettricamente conduttivo sul lato interno del vetro di copertura è irreparabile e comporta perdite di potenza considerevoli.

Cause

Fin dal 2000 il Florida Solar Energy Center (FSEC) ricerca le cause della corrosione TCO. Si è potuto riscontrare che ad esserne colpiti sono soprattutto i moduli con celle di a-Si e CdTe costruiti con configurazione superstrato. Con questa procedura di fabbricazione i singoli strati del modulo vengono costruiti a partire dal vetro di copertura.

La corrosione TCO si verifica più frequentemente sul bordo del modulo FV da una reazione tra l'umidità e il sodio contenuto nel vetro di copertura.

La corrosione rende il TCO lattescente, facendogli perdere le proprietà conduttrici. L'efficienza del modulo FV diminuisce sempre più.



* Come riportato da J. Berghold et al. in: "Potential Induced Degradation of Solar Cells and Panels"; 25th EU PVSEC / 5th World Conf. on PV Energy Conversion, 6-10 September 2010, Valencia, Spain

Contromisure

- La corrosione dipende direttamente dalle dispersioni di corrente e queste, a loro volta, dal potenziale del generatore FV verso terra. Diversamente dalla tensione FV tra polo positivo e negativo, la tensione a terra non viene quasi considerata durante il dimensionamento. Varia molto a seconda della topologia di inverter (vedere capitolo 5 "Potenziale verso terra", pagina 6). Le dispersioni di corrente si possono ridurre aumentando al massimo la distanza tra i moduli FV e le strutture messe a terra (ad es. le strutture del modulo). Tuttavia il problema non si risolve soltanto con la selezione di una determinata topologia di inverter.
- Attraverso l'uso di inverter con separazione galvanica e la messa a terra negativa del generatore FV con l'apposito set (codice d'ordine: ESHV-N-NR) si crea un campo elettrico in cui gli ioni di sodio con carica positiva vengono respinti dallo strato TCO. In questo modo è possibile prevenire con sicurezza la corrosione. Questo provvedimento è il più raccomandato.
- Anche i produttori dei modelli sviluppano delle misure atte a evitare questo effetto. Ad esempio per una migliore sigillatura dei bordi del modulo si impedisce l'infiltrazione di umidità in modo da eliminare i presupposti per il processo di corrosione.

3 Correnti di dispersione capacitiva

Un modulo FV rappresenta una superficie caricabile elettrostaticamente che si trova di fronte a un supporto con messa a terra. Una simile disposizione si comporta come un condensatore elettrico la cui capacità è maggiore tanto più ampia è la sua superficie e più piccola la sua distanza dal polo opposto messo a terra. Poiché questa capacità è un effetto collaterale non desiderato viene anche chiamata "capacità parassita". La capacità viene calcolata con la seguente formula e dipende da quattro fattori:

$$C = \epsilon_0 \epsilon_r \times A \div d$$

Significato dei fattori:

Fattore	Significato
ϵ_0	Costante dielettrica o permittività, costante naturale: $8,85 \times 10^{-12}$ As/Vm
ϵ_r	Permittività relativa, in base al materiale: $\epsilon_{\text{raria}} = 1$; $\epsilon_{\text{vetro}} \approx 5-10$
A	Superficie efficace del condensatore
d	Distanza tra le piastre del condensatore

Inoltre, durante il funzionamento, i moduli FV sono collegati alla rete pubblica tramite l'inverter. Così, in base al tipo di inverter utilizzato, una parte dell'ampiezza di corrente alternata viene inoltrata ai moduli FV. In molti inverter senza trasformatore si tratta della tensione alternata dimezzata (115 V/50 Hz). La tensione oscillante modifica costantemente lo stato di carica del condensatore FV parassita e causa una corrente di spostamento proporzionale alla capacità e all'ampiezza di tensione.

Per esperti: la corrente di spostamento (valore effettivo) viene dedotta come descritto di seguito:

$$I = \frac{\Delta Q}{\Delta t} = C \times \frac{\Delta U}{\Delta t} = C \times 2\pi \times f \times U$$

In questo caso $f = 50$ Hz è la frequenza di rete e U il valore effettivo della tensione alternata sul generatore FV (circa 115 V per inverter senza trasformatore). Questa corrente di dispersione è una corrente reattiva sfasata di 90° rispetto alla tensione di rete. Questa è quindi in prima approssimazione priva di perdite.

La corrente di dispersione sopradescritta è infatti una corrente reattiva di per sé non pericolosa. Essa sovrappone tuttavia un'eventuale corrente di guasto, che potrebbe verificarsi ad es. al contatto di un cavo percorso da tensione in un isolamento danneggiato, e può dunque impedirne il riconoscimento. Da una corrente di dispersione di 50 mA, il riconoscimento di una corrente di guasto da 30 mA diventa pressoché impossibile. Per ragioni di sicurezza l'inverter si scollega automaticamente dalla rete pubblica. In molti inverter monofase senza trasformatore i summenzionati 50 mA vengono raggiunti in caso di capacità parassita di 1 400 nF. Ulteriori informazioni su questo argomento sono reperibili nell'informazione tecnica "Correnti di dispersione capacitiva" (vedere www.SMA-Italia.com).

4 Resistenza di isolamento R_{iso}

La maggior parte delle celle di un impianto FV hanno costantemente un potenziale diverso da zero. Poiché le grandi correnti di dispersione vengono impediti ai fini della sicurezza antincendio e delle persone, è necessario isolare bene i moduli FV. In altre parole: la resistenza all'isolamento R_{iso} non può essere inferiore a un determinato valore. Gli inverter senza trasformatori non possono misurare in modo continuativo il valore R_{iso} durante il funzionamento a causa del collegamento diretto con la rete pubblica messa a terra. L'isolamento del generatore FV viene pertanto controllato costantemente prima del collegamento alla rete tramite la misurazione della resistenza all'isolamento e durante l'immissione tramite il monitoraggio della corrente di derivazione.

Al valore R_{iso} si applicano le seguenti disposizioni:

- Per i moduli FV il valore R_{iso} deve essere di almeno $40 \text{ M } \Omega \times \text{m}^2$. Ciò significa che un modulo FV con una superficie pari a 1 m^2 deve presentare una resistenza all'isolamento di almeno $40 \text{ M } \Omega$, un modulo FV con una superficie pari a 2 m^2 deve invece presentare una resistenza di soli $20 \text{ M } \Omega$.
- Per i sistemi FV senza separazione galvanica (senza trasformatore) il valore R_{iso} deve essere di almeno $2\,000 \text{ k } \Omega$ per kW di potenza in ingresso dell'inverter. Il rispetto di questo valore soglia deve essere monitorato dall'inverter.

Alla fine del 2010 i valori soglia erano ancora più rigidi, tanto che le due disposizioni entravano spesso in conflitto nel caso di grandi impianti FV. Oggi questa situazione è più rara ma ancora possibile. Un esempio a tal proposito:

Conflitto di norme

Un impianto FV da 17 kW composto da moduli FV con un rendimento dell'8,5% necessita di una superficie di moduli pari a 200 m². In base alla norma questi devono presentare una resistenza all'isolamento pari a $40 \text{ M}\Omega / 200 \text{ m}^2 = 200 \text{ k}\Omega$. Ciò non lascia alcun margine di sicurezza alla norma attuale e può pertanto causare dei problemi all'attivazione dell'inverter sulla rete pubblica. I moduli FV con un rendimento ancora più basso (ad es. a-Si) o i generatori FV sempre più grossi quindi interessati dal problema.

Ulteriori informazioni su questo argomento sono reperibili nell'informazione tecnica "Resistenza di isolamento" (vedere www.SMA-Italia.com).

5 Potenziale verso terra

Per trovare l'inverter adatto a ciascuno dei requisiti indicati nei moduli FV, è necessario conoscere il potenziale del generatore che si verifica nel polo positivo e negativo durante l'immissione nella rete. Ciò è rappresentato nel seguente diagramma:

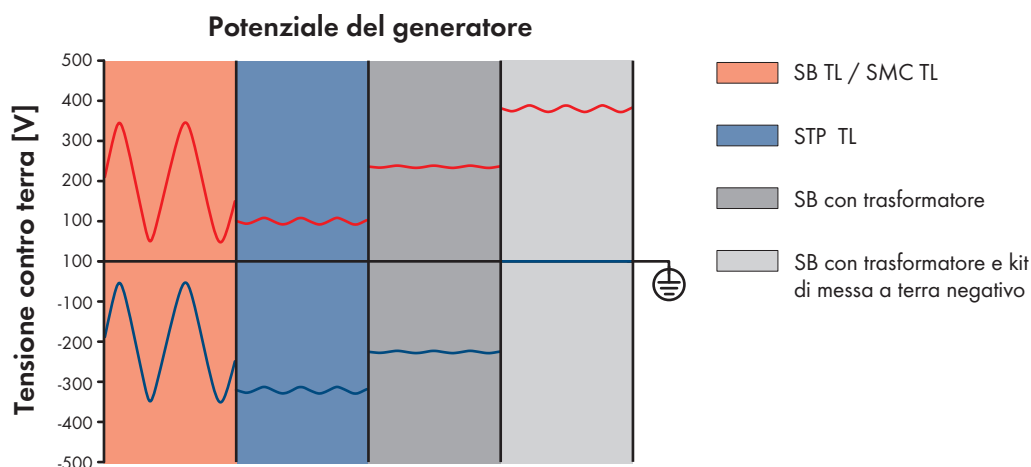


Figura 3: Il potenziale del modulo FV inferiore (blu) o superiore (rosso) di un tratto (vedere anche figura 1) dipende dall'inverter impiegato e dalla messa a terra di un polo del generatore. Esempio per una tensione MPP di 400 V.

SB = Sunny Boy, SMC = Sunny Mini Central, STP = Sunny Tripower, TL = Transformerless (Senza trasformatore)

I potenziali del generatore sono diversi a seconda del tipo di costruzione (topologia) dell'inverter. Inoltre vi è la possibilità di una messa a terra dura (inverter con trasformatore) e di una messa a terra morbida con spostamento del potenziale (inverter senza trasformatore). Nel complesso gli inverter SMA offrono le seguenti possibilità:

- Set di messa a terra classico; questo tipo di messa a terra è possibile solo per gli inverter SMA con trasformatore. La messa a terra del polo positivo o negativo avviene tramite una valvola fusibile interna e offre quindi un'ulteriore sicurezza (protezione antincendio). Il fusibile viene controllato e in questo modo resta costante anche il monitoraggio dell'isolamento. Il set di messa a terra è disponibile sia per una messa a terra positiva che negativa.
- Gli inverter SMA SB xxxxHF sono dotati di una cosiddetta spina di massa che può essere inserita in due diverse posizioni nell'inverter. Con la stessa prese è quindi possibile eseguire una messa a terra positiva o una negativa.
- Negli inverter certificati UL per gli USA e il Canada, la funzione del set di messa a terra è integrata nell'inverter, poiché questi devono essere dotati di un GFDI (Ground Fault Detection Interrupter).
- TL-Grounding Solution: per gli inverter senza trasformatore il potenziale del generatore FV è collegato alla rete pubblica. Dunque non è possibile una messa a terra dura ma il potenziale del contro stella del sistema trifase viene spostato in modo tale che nel generatore FV perfino il polo negativo resti sempre nel range positivo. Questa misura per una messa a terra semplice viene definita "TL-Grounding Solution" e finora è limitata agli impianti FV con Sunny Tripower, che immettono corrente tramite trasformatore proprio nella rete a media tensione.

Esiste inoltre la possibilità di invertire il potenziale durante la notte per neutralizzare il portatore di carica eventualmente accumulato. A tale scopo viene impiegato il PVO-Box che consente la rigenerazione di moduli FV reversibili (vedere il par. 1 del documento "Potential Induced Degradation").

6 Lista di controllo

Per agevolare la scelta del giusto inverter per ciascun tipo di modulo, sono qui raccolti i suggerimenti al momento più importanti:

1. Verificare se il produttore dei moduli FV dà suggerimenti per la messa a terra del generatore o per la topologia dell'inverter da utilizzare.
2. Se il produttore dei moduli FV non dà indicazioni per l'impiego dei suoi prodotti, occorre scegliere l'inverter in base alle proprietà dei moduli FV elencate nella tabella.

Se questi suggerimenti non coincidono con quelli del produttore, orientarsi in base a quanto indicato dal produttore.

Tecnologia cella / struttura modulo	Inverter senza trasformatore		Inverter con trasformatore		
	SB xxxxTL SMC xxxxTL	STP xxxxTL	Apparecchio di serie SB xxxx SMC xxxx		
			senza kit di messa a terra	con kit di messa a terra negativa	con kit di messa a terra positiva
c-Si*	●	●	●	○	○
Film sottile**	—	—	—	●	—
Si monocristallino (A-300)*	—	—	—	—	●
Flessibile o con retro metallizzato***	—	○	●	●	●

Legenda: ● consigliato; ○ consigliato con riserva; — sconsigliato

* Vedere capitolo 1 "Potential Induced Degradation (PID)", pagina 2.

** Vedere capitolo 2 "Corrosione TCO", pagina 3 e capitolo 4 "Resistenza di isolamento R_{iso} ", pagina 5.

*** Vedere capitolo 3 "Correnti di dispersione capacitiva", pagina 4.

Esempio: l'azienda SunPower suggerisce di mettere a terra a terra il collegamento positivo per i generatori FV composti da moduli con tipo di cella A-300.

La scelta giusta: Sunny Boy con trasformatore e un set di messa a terra positivo (vedere capitolo 1 "Potential Induced Degradation (PID)", pagina 2).

Esempio: i moduli a film sottile con celle in CdTe o in silicio amorfo utilizzano spesso una lastra di vetro rivestita in TCO come substrato nella struttura della cella.

La scelta giusta: Sunny Boy con trasformatore e un set di messa a terra negativo (vedere capitolo 2 "Corrosione TCO", pagina 3).

Esempio: per le celle a film sottile viene spesso utilizzato un film in acciaio inox come substrato portante.

La scelta giusta: Sunny Boy con trasformatore (vedere capitolo 3 "Correnti di dispersione capacitiva", pagina 4).