POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale

in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Tecniche di diagnosi di anomalie e difetti su moduli fotovoltaici di un impianto funzionante in connessione alla rete

Relatore
prof. Spertino Filippo

Candidato
Rosario Puglisi

Settembre 2018

Sommario

Introduzione 1
1. La cella fotovoltaica 3
1.1 Bande di energia 3
1.2 Classificazione dei materiali 4
1.3 Effetto fotoelettrico 5
1.4 Cella solare: struttura e funzionamento 5
1.5 Rappresentazione del circuito equivalente 8
1.6 Influenza dell'irradianza e della temperatura 13
1.7 Fattori di perdita delle celle solari 15
1.8 Efficienza 15
1.9 Collegamenti di celle 16
1.9.1 Connessioni in serie 16
1.9.2 Connessione in parallelo 19
2. Il modulo fotovoltaico 21
2.1. Struttura 21
2.1.1 Backsheet 22
2.1.2 Isolante 22
2.1.3 Matrice di celle 23
2.1.4 Vetro temprato 24
2.1.5 Cornice 24
2.1.6 Processo di formazione del modulo 24
2.2 Datasheet 25
2.2.1 Condizioni STC 26
2.2.2 Condizioni NOCT 26
3. Azienda 27
3.1. Sistema di monitoraggio 28
3.2. Impianto 30
3.3. Pannello 31
4. Il fenomeno delle Snail Trails 33
4.1 Generalità 33
4.2 Le cause 36
4.3 Le reazioni chimiche 38
4.3.1 Carbonato di argento 38
4.3.2 Solfato di argento 40
4.4 Migrazione particelle 41

4.5 Degradazione incapsulante ... 42
4.6 Acetato di Argento ... 43
5. Prestazioni elettriche, strumenti e misure ... 45
5.1 Prova outdoor ... 45
5.1.1 Metodologia utilizzata ... 46
5.1.2 Strumenti ... 48
5.2 Prova indoor ... 57
6. Elaborazione dati ... 61
6.1 Eliminazione dei disturbi presenti sulla misura di corrente ... 61
6.2 Eliminazione dei disturbi da chiusura interruttore ... 62
6.2.1 Riporto alle condizioni STC secondo la norma CEI 82-5 ... 62
6.2.2 Metodo NOCT ... 64
6.2.3 Metodo della tensione a circuito aperto (CEI 82-10) ... 64
6.2.4 Resistenza R_S ... 65
7. Risultati analisi sperimentale ... 71
7.1 Risultati prova outdoor ... 71
7.2 Dati prova indoor ... 77
7.3 Confronto indoor e outdoor ... 79
8. Elettroluminescenza ... 81
8.1 Principio di funzionamento ... 81
8.2 Analisi dei difetti riscontrabili ... 82
8.2.1 Difetti legati ad errori nella fase di produzione delle celle ... 83
8.2.2 Difetti legati alla fase di fabbricazione dei moduli ... 85
8.2.3 Fratture causate da sollecitazioni nelle fasi di trasporto e/o montaggio ... 86
8.2.4 Danneggiamenti dovuti a condizioni ambientali successive all'installazione ... 87
8.3 Condizioni di prova ... 87
8.3.1 Generatori ... 88
8.3.2 Fotocamera ... 89
8.4 Analisi dei dati ... 91
9. Analisi termica dei moduli ... 93
9.1 La termografia ... 93
9.2 Aspetti tecnici ... 94
9.3 Prova sperimentale ... 96
Conclusione ... 99
Bibliografia ... 101
Appendice ... 103

Indice figure

Figura 1.1 - Struttura bande di energia 3
Figura 1.2 - Struttura bande di energia in diversi materiali 4
Figura 1.3 - Differenti tecnologie di celle fotovoltaiche in silicio 6
Figura 1.4 - Struttura cella fotovoltaica in Silicio 6
Figura 1.5 - Giunzione P-N in una cella in silicio 7
Figura 1.6 - Circuito equivalente ideale di una cella fotovoltaica 8
Figura 1.7 - Circuito equivalente reale di una cella fotovoltaica 9
Figura 1.8 - Determinazione grafica della I (U), caso a) 10
Figura 1.9 - Determinazione grafica della I (U), caso b) 11
Figura 1.10 - Determinazione grafica della I (U), caso c) 11
Figura 1.11 - Caratteristica di un generatore fotovoltaico 12
Figura 1.12 - Caratteristica I (U) completa di una cella fotovoltaica 13
Figura 1.13 - Dipendenza della curva I (U) dall'irradianza 13
Figura 1.14 - Dipendenza della curva I (U) dalla temperatura 14
Figura 1.15 - Caratteristica risultante di una serie di celle 16
Figura 1.16 - Diodo di protezione inserito in parallelo 18
Figura 1.17 - Caratteristica risultante di celle in parallelo 19
Figura 1.18 - Diodo di protezione inserito in serie 20
Figura 2.1 - Struttura stratificata di un modulo fotovoltaico 21
Figura 2.2 - Fingers e Busbars in una cella fotovoltaica 23
Figura 3.1 - Schermata iniziale di Meteo-Control relativa all'impianto preso in esame 28
Figura 3.2 - Grafico relativo alla producibilità dell'impianto estratto da Meteo-Control 29
Figura 3.3 - Foto dell'impianto integrato su tetto oggetto di studio 30
Figura 3.4 - Caratteristiche meccaniche del pannello 32
Figura 4.1 - Modulo affetto da snail trails e particolare di una cella affetta 34
Figura 4.2 - Simple snail trails (riquadro giallo) e framing snail trails (riquadri rossi) 34
Figura 4.3 - Esempi di snail trails: a) single lined, b) worm lined e c) forme miste 35
Figura 4.4 - Infiltrazione di acqua e gas all'interno del pannello fotovoltaico 36
Figura 4.5 - (a) Snail trails e (b) microfratture visibili tramite prova di elettroluminescenza 37
Figura 4.6 - Spettrografie di Raman di un pannello integro 38
Figura 4.7 - Schema di reazione di formazione del Carbonato di argento Ag_2CO_3 39
Figura 4.8 - Schema di reazione di decarbossilazione dell'EVA con produzione di CO_2 39
Figura 4.9 - Spettrografia di Raman relativa al Carbonato di argento di un pannello difettoso 40
Figura 4.10 - Spettrografia di Raman relativa al Solfato di argento di un pannello difettoso 41
Figura 4.11 - Condizioni del modulo PV e degli ioni di argento in assenza di radiazione solare 42
Figura 4.12 - Migrazione degli ioni di argento sotto l'effetto del campo elettrico 42
Figura 4.13 - Reazione di degradazione dell'incapsulante 43
Figura 5.1 - Schema a blocchi del metodo dinamico di carica di un condensatore 46

Figura 5.2 - Transitorio di corrente e di tensione durante il processo di carica del condensatore 47
Figura 5.3 - Strumentazione utilizzata per analisi delle prestazioni di un modulo fotovoltaico 48
Figura 5.4 - Cella tarata 49
Figura 5.5 - Piranometro 50
Figura 5.6 - a) Circuito di carica e scarica del condensatore, b) particolare con schema del circuito .. 51
Figura 5.7 - Oscilloscopio digitale 52
Figura 5.8 - Pinze amperometriche utilizzate durante le misurazioni elettriche 53
Figura 5.9 - Individuazione fase di trigger durante il transitorio di carica del condensatore 54
Figura 5.10 - Sonda differenziale 55
Figura 5.11 - Scheda di acquisizione 56
Figura 5.12 - Test indoor: a) simulatore solare b) pannello all'interno della camera oscura 57
Figura 5.13 - Schermata del programma utilizzato per la gestione del generatore solare 58
Figura 5.14 - Caratteristica elettrica di un pannello FV testato indoor 59
Figura 6.1 - Transitorio del modulo e individuazione dell'offset e del tempo di fine disturbi 61
Figura 6.2 - Transitorio del modulo e disturbi sulla misura di tensione (curva blu) 62
Figura 6.3 - Determinazione della resistenza R_S per il singolo modulo 66
Figura 8.1 - Metodo di misurazione dell'elettroluminescenza di un modulo fotovoltaico 82
Figura 8.2 - Celle fotovoltaiche affette da macchie scure superficiali 83
Figura 8.3 - Cella fotovoltaica con "chain pattern" 84
Figura 8.4 - Cella fotovoltaica con finger difettosi 84
Figura 8.5 - Cella fotovoltaica con fratture parallele ai busbar 85
Figura 8.6 - Celle affette da a) connessione inesistente e b) parziale tra i busbar e la cella stessa 85
Figura 8.7 - Celle affette da fratture da sollecitazioni nelle fasi di montaggio e trasporto 86
Figura 8.8 - Cella con fratture causate da condizioni ambientali avverse 87
Figura 8.9 - Generatori di corrente 88
Figura 8.10 - Dati elettrici dei generatori 88
Figura 8.11 - Fotocamera prova di elettroluminescenza (a) e relativo treppiedi (b) 89
Figura 8.12 - Immagine EL del modulo 330302 90
Figura 8.13 - Immagine EL del modulo 420027 90
Figura 8.14 - Confronto tra immagine EL e foto del pannello 420027 91
Figura 8.15 - Pannello 0057 92
Figura 8.16 - Pannello 0302 92
Figura 9.1 - Termocamera 94
Figura 9.2 - FOV 95
Figura 9.3 - Resistenze regolabili utilizzate durante la prova 96
Figura 9.4 - Termocamera TESTO 882 97
Figura 9.5 - Termogrammi policromatici del pannello 420027 97

Indice grafici

Grafico 3.1 - Evoluzione della potenza installata fotovoltaica in Italia 27
Grafico 6.1 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 330017 67
Grafico 6.2 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 420027 67
Grafico 6.3 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 330057 68
Grafico 6.4 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 370082 68
Grafico 6.5 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 330302 69

Indice tabelle

Tabella 1.1 - Valori di energy gap per differenti semicondutori 4
Tabella 3.1 - Panelli oggetto di test sperimentali.....31
Tabella 3.2 - Dati elettrici del pannello fotovoltaico 31
Tabella 3.3 - Caratteristiche meccaniche del pannello fotovoltaico.....32
Tabella 5.1 - Caratteristiche tecniche delle pinze amperometriche 53
Tabella 5.2 - Caratteristiche tecniche della sonda differenziale.....55
Tabella 7.1 - Dati pannello 330017 ottenuti con il test outdoor 72
Tabella 7.2 - Dati pannello 420027 ottenuti con il test outdoor 73
Tabella 7.3 - Dati pannello 330057 ottenuti con il test outdoor 74
Tabella 7.4 - Dati pannello 370082 ottenuti con il test outdoor 75
Tabella 7.5 - Dati pannello 330302 ottenuti con il test outdoor 76
Tabella 7.6 - Dati dei pannelli ottenuti con il test indoor 77
Tabella 7.7 - Principali dati forniti dal produttore.....77
Tabella 7.8 - Scarti di potenza tra i dati forniti dal produttore e i dati ottenuti dal test indoor.....78
Tabella 7.9 - Confronto tra scarti di potenza ottenuti con prova indoor e con prova outdoor 79
Tabella 7.10 - Rielaborazione confronto tra scarti di potenza ottenuti con prova indoor e con prova outdoor 79
Tabella 9.1 - Dati tecnici della termocamera TESTO 882 97

Introduzione

La quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili in Italia, a seguito delle direttive europee derivanti dal protocollo di Kyoto, ha subito, a partire dai primi anni del 2000, un importante incremento dovuto principalmente all'attuazione di alcune politiche di incentivazione denominate "Conto Energia", le quali hanno attribuito un contributo finanziario generoso per ogni kWh di energia generata dagli impianti fotovoltaici.

Questo sistema di aiuti economici è risultato essere molto vantaggioso per i produttori di energia elettrica che hanno sfruttato la repentina diminuzione del costo degli impianti fotovoltaici favorita dal rapido sviluppo tecnologico non contemplato dalla legislazione vigente. In particolare, nella finestra temporale che va dal 2006 al 2013, si è assistito ad un cospicuo aumento della potenza installata fotovoltaica, da un valore di 1264 MW a 18190 MW su tutto il territorio italiano [1]. Poiché un tale aumento avrebbe potuto creare problemi alla stabilità della rete elettrica nazionale, si è operata una sospensione degli aiuti economici statali per il fotovoltaico, che aveva ormai raggiunto una maturità tecnologica tale da permettere la produzione di energia elettrica ad un costo concorrenziale alle altre fonti energetiche, riducendo così la speculazione sulla costruzione di nuovi impianti.

In uno scenario italiano caratterizzato da una distribuzione più o meno omogenea di impianti fotovoltaici sul territorio [2], con una prevalenza del 90% di quelli di piccola taglia [2], alcune aziende si sono inserite in un nuovo mercato, focalizzato sul monitoraggio degli impianti e sulla massimizzazione della quantità di energia prodotta, offrendo anche servizi di manutenzione. L'azienda TGE s.r.l., presso la quale ho svolto il mio lavoro di tesi, si colloca proprio in questo segmento di mercato, offrendo servizi di ottimizzazione di impianti esistenti, monitoraggio da remoto e manutenzione sia ordinaria che straordinaria.

Lo sviluppo di una tecnologia e la sua diffusione sono collegati ad aspetti non solo economici ma anche tecnici come l'efficienza, la sicurezza e l'affidabilità. Nel caso della tecnologia fotovoltaica lo sviluppo e la diffusione sono stati favoriti, relativamente all'aspetto economico, tramite le politiche di incentivazione adottate nel nostro paese, relativamente agli aspetti tecnici, invece, risulta necessario uno studio dei fenomeni di degrado. Questa tesi si focalizza proprio su quest'ultimo aspetto: l'analisi di un difetto, presente in larga scala su alcuni degli impianti che l'azienda TGE s.r.l. possiede all'interno del proprio portfolio di osservazione, denominato "Snail tracks" (letteralmente "bave di lumaca") la cui forma ricorda le scie tracciate dall'animale, dalle quali prende il nome.

Lo studio di tale fenomeno risulta cruciale perché nel medio termine potrebbe influire sulle prestazioni del modulo fotovoltaico o dell'impianto, riducendone l'energia prodotta. Poiché tale riduzione si ripercuoterebbe sui guadagni economici, il proprietario degli impianti fotovoltaici, cliente dell'azienda, potrebbe risultare interessato alla valutazione quantitativa della riduzione di potenza, per valutare un'eventuale sostituzione dei pannelli danneggiati, e alla corretta imputazione della responsabilità.

Il lavoro di tesi si è sviluppato su due fasi principali: una prima fase, di studio del fenomeno e di ricerca bibliografica di articoli scientifici inerenti all'argomento ed una seconda fase di test ed elaborazione dati. La prima parte del lavoro, si è incentrata sullo studio della formazione delle snail trails, in relazione alle cause e ai fenomeni che la guidano e la loro influenza sulle prestazioni dell'impianto preso in considerazione in termini di potenza. I risultati di tale analisi sono presentati nel capitolo 4. La seconda parte, invece, inerente all'attività sperimentale, si è inizialmente incentrata sulla valutazione dei parametri elettrici di alcuni pannelli, affetti dal difetto, tramite due differenti tipologie di test: la prima indoor, tramite simulatore artificiale, e la seconda outdoor, con luce naturale, entrambe descritte nel capitolo 5. All'interno del capitolo 7, vengono presentati i risultati di questi test che dimostrano la riduzione di potenza prodotta attribuibile al fenomeno delle snail trails. Successivamente, sono state eseguite delle analisi tramite i metodi di elettroluminescenza e termografia, rispettivamente descritte nei capitoli 8 e 9, necessarie a completare l'attività sperimentale svolta sui pannelli fotovoltaici presi in esame e verificare i fenomeni presentati nel capitolo 4.

1. La cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica rappresenta l'unità di base del modulo fotovoltaico che riesce a trasformare l'energia solare in energia elettrica tramite l'effetto fotovoltaico.

Per comprendere a pieno i processi che intercorrono in tale conversione è necessario capire i concetti fisici di **bande di energia** che caratterizzano un atomo e i processi di formazione della coppia elettrone – lacuna, che verranno descritti nei paragrafi successivi [3 4 5].

1.1 Bande di energia

Un elettrone, all'interno della struttura atomica, può occupare diverse posizioni:

- all'interno della **banda di valenza**, risente fortemente delle interazioni con l'atomo di appartenenza e, avendo un basso livello energetico, rimane nei pressi dello stesso;
- all'interno della **banda di conduzione**, risulta capace di abbandonare l'atomo di partenza poiché possiede un livello energetico abbastanza alto, originando il fenomeno di conduzione elettrica;
- all'interno di una **regione intermedia**, caratterizzata da un *Energy gap* che rappresenta la quantità di energia necessaria all'elettrone per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione.

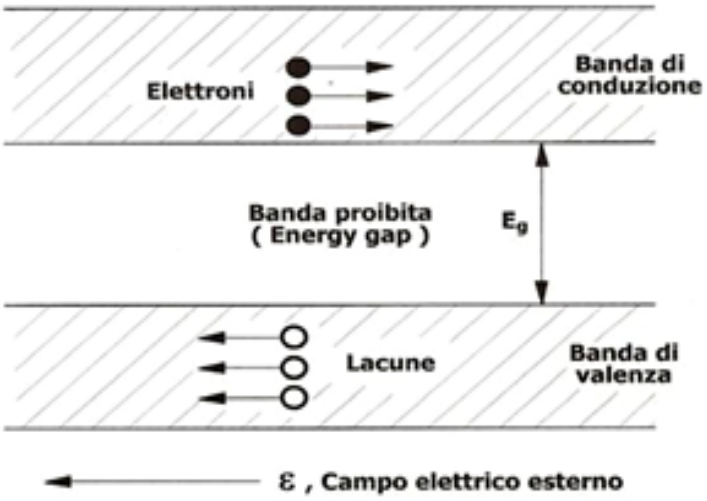


Figura 1.1 - Struttura bande di energia

1.2 Classificazione dei materiali

I materiali possono essere classificati in tre tipologie:

1. **conduttori**, caratterizzati da energy gap molto bassi ed elettroni con un'energia sufficientemente alta tale raggiungere la banda di conduzione e condurre;
2. **isolanti**, caratterizzati da energy gap molto alti ed elettroni che necessitano, quindi, di una grande quantità di energia per raggiungere la banda di conduzione;
3. **semiconduttori**, caratterizzati da un energy gap intermedio tra conduttori e isolanti.

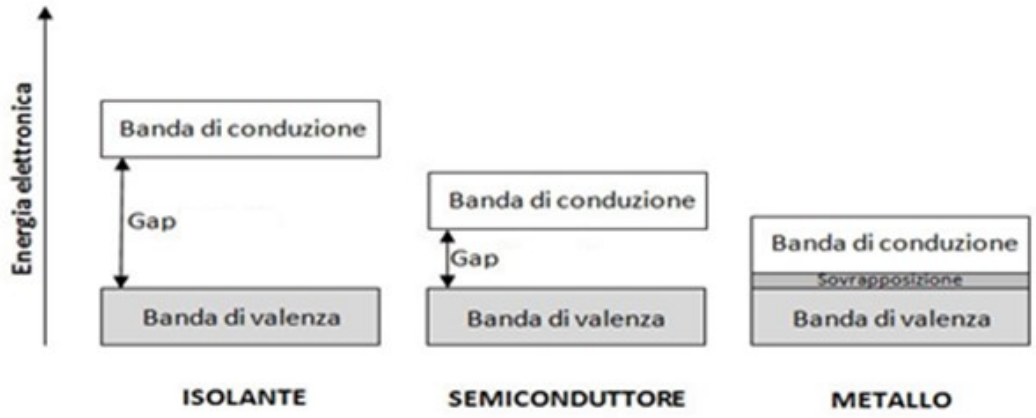


Figura 1.2 - Struttura bande di energia in diversi materiali

Tabella 1.1 - Valori di energy gap per differenti semiconduttori

Semiconduttori	Energy gap [eV]
Silicio cristallino	1.12
Silicio amorfo	1.75
Tellurio di cadmio (CdTe)	1.45
Germanio	0.67

1.3 Effetto fotoelettrico

Il fenomeno che prende il nome di **effetto fotoelettrico** consiste nel passaggio di un elettrone dalla banda di valenza alla banda di conduzione grazie all'energia assorbita dalla radiazione solare.

L'energia trasportata da un fotone è maggiore di quella che caratterizza l'energy gap di un semiconduttore, come ad esempio il silicio:

$$E_{fot} = h \cdot v = h \cdot \frac{c}{\lambda} \geq E_g$$

Dove:

- E_{fot} è l'energia del fotone [J],
- h è la costante di Planck (6.626 10^{-34} [J · s]),
- c è la velocità della luce (300000 [km/s]),
- λ è la lunghezza d'onda caratteristica della radiazione [μm],
- E_g è l'energy gap [J].

Quando il fotone colpisce il semiconduttore viene assorbito e l'elettrone acquisisce l'energia sufficiente per passare dalla banda di valenza a quella di conduzione, formando nella prima una lacuna. Il processo di assorbimento dell'energia dalla radiazione forma una **coppia elettrone – lacuna**.

In assenza di forze esterne, l'elettrone e la lacuna ritornano nelle loro posizioni originali dopo un breve periodo e l'eccesso di energia viene dissipata sotto forma di energia termica [5], anche nel caso in cui l'elettrone ricevesse una quantità di energia pari al doppio di quella richiesta per colmare l'energy gap. Un fotone assorbito può generare una sola coppia elettrone – lacuna, dissipando la restante parte in energia termica.

1.4 Cella solare: struttura e funzionamento

Le celle di silicio cristallino, monocristallino (m-Si) e policristallino (p-Si), o amorfo (a-Si) rappresentano delle tecnologie di semiconduttori utilizzate per la costruzione di celle solari. Esse rappresentano la componente principale del modulo fotovoltaico e consistono in un diodo semiconduttore di forma differente in base alla tecnologia utilizzata.

Il m-Si ha celle quadrate e smussate, il p-Si quadrate e l'a-Si rettangolari.

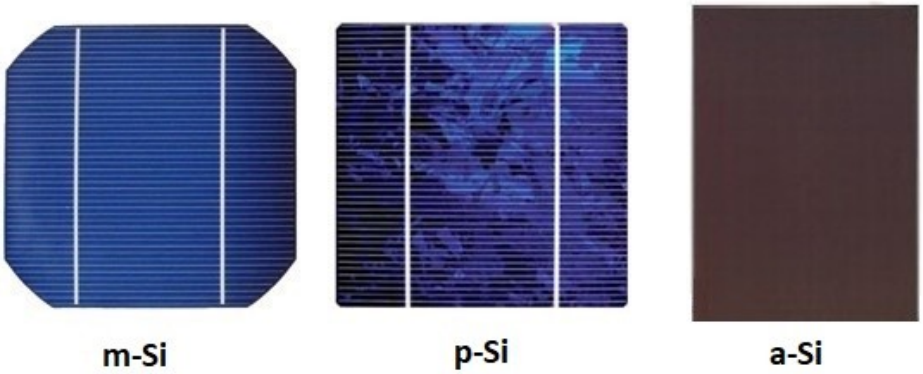


Figura 1.3 - Differenti tecnologie di celle fotovoltaiche in silicio

Il diodo è inserito tra due elettrodi che hanno lo scopo di raccogliere il flusso di cariche elettriche.

Il primo, posto nello strato superiore della cella per le tecnologie cristalline, è rappresentato da una griglia conduttrice, mentre per la tecnologia a film sottile è rappresentato da uno strato conduttivo trasparente. Il secondo, posto nel retro della cella, per entrambe le tecnologie, è formato da un elettrodo di forma piana.

L'elettrodo superiore è caratterizzato dalle strutture appena descritte poiché deve permettere alla radiazione di raggiungere il diodo in modo da innescare l'effetto fotoelettrico e di minimizzare le resistenze elettriche.

La cella può presentare diversi spessori in base alla tecnologia utilizzata: nel caso di cella a-Si si avrà uno spessore di pochi micrometri (1-10 μm) mentre con tecnologie cristalline (m-Si e p-Si) la cella può arrivare anche ad uno spessore di alcune centinaia di micrometri (200 – 400 μm).

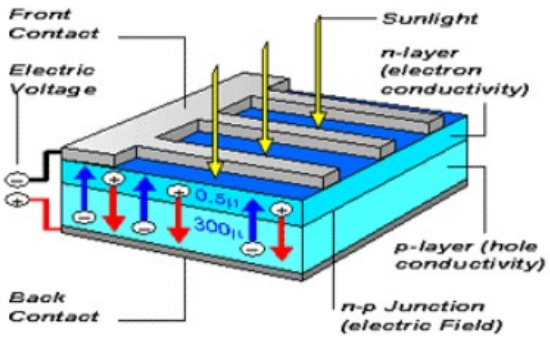


Figura 1.4 - Struttura cella fotovoltaica in Silicio

Lo strato di silicio viene drogato mediante l'inserimento, all'interno della struttura cristallina, di atomi di tipo P, come il boro, e di tipo N, come il fosforo. Mentre il drogaggio P, inserisce, nel reticolo cristallino del Silicio, delle lacune, il drogaggio N permette di inserire nella struttura cristallina elettroni liberi da legami.

Se i due strati vengono sovrapposti si assisterà ad una migrazione degli elettroni dalla zona N alla zona P e di lacune dalla zona P alla zona N, formando una regione con carica positiva nella zona N e di carica negativa nella zona P, come rappresentato in figura 1.5.

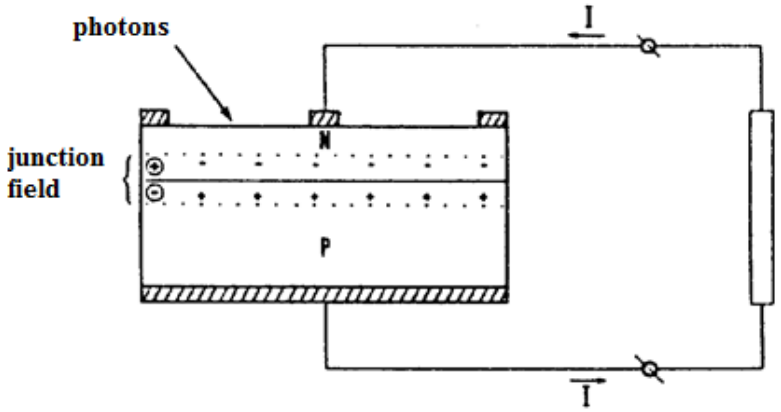


Figura 1.5 - Giunzione P-N in una cella in silicio

Ciò avviene perché il flusso di particelle è direzionato dalla zona ad alta densità a quella di bassa densità fino a quando non si raggiungerà l'equilibrio, formando una barriera elettrica chiamata **campo di giunzione** (junction field).
Tale equilibrio può essere modificato in due modi:

- polarizzazione diretta
- polarizzazione inversa

La polarizzazione diretta consiste nell'applicare un campo elettrico con segno positivo sul lato P che provoca una riduzione della barriera e un aumento significativo della corrente che circola nel diodo, chiamata **corrente di diffusione (I_d)**.

Mentre la seconda configurazione avviene quando il polo positivo viene applicato al lato N. In questo caso i processi di diffusione vengono ostacolati aumentando la barriera e riducendo la corrente nel diodo rispetto alla prima configurazione (corrente inversa I_0).

1.5 Rappresentazione del circuito equivalente

Una buona approssimazione del comportamento elettrico di una cella solare può essere rappresentata da un generatore ideale di corrente, che genera una corrente proporzionale all'irradianza, e da un diodo reale collegati in anti parallelo come rappresentato nel circuito in figura 1.6

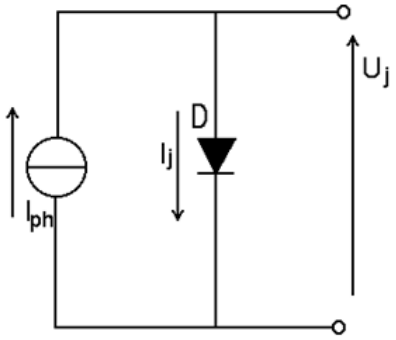


Figura 1.6 - Circuito equivalente ideale di una cella fotovoltaica

La corrente generata I_{ph} rappresenta la corrente fotovoltaica ed è proporzionale all'irradianza (G) e alla superficie (S) esposta a tale radiazione, secondo l'equazione:

$$I_{ph} = k \cdot S \cdot G \qquad (1.1)$$

con k coefficiente che tiene conto della tipologia di cella utilizzata.

La corrente I_j, invece, rappresenta la corrente nel diodo ed è descritta dall'equazione:

$$I_j = I_0 \cdot \left(e^{A \cdot U_j} - 1\right) \qquad (1.2)$$

con I_0 che rappresenta la corrente di saturazione inversa del diodo e U_j rappresenta la tensione agli estremi della giunzione. Il fattore A è calcolabile come:

$$A = \frac{q}{m \cdot K \cdot T} \qquad (1.3)$$

con:

- q = carica dell'elettrone,
- K = costante di Boltzmann ($1{,}38 \cdot 10^{-23}$ J/K);
- T = temperatura assoluta della giunzione [K];
- m = coefficiente di non idealità della giunzione.

Al fine di rappresentare un circuito più conforme alle condizioni reali della cella, si introducono due elementi dissipativi: la resistenza connessa in parallelo R_{sh} e la resistenza in serie R_s, entrambe collegate al circuito precedentemente rappresentato.

La **resistenza in parallelo (R_{sh})** tiene conto della corrente di dispersione tra i due elettrodi mentre la **resistenza in serie (R_s)** tiene conto delle caratteristiche dell'elettrodo superiore che deve oscurare il meno possibile la parte attiva della cella e garantire una buona conduttanza.

In figura 1.7 è rappresentato il circuito equivalente reale della cella fotovoltaica.

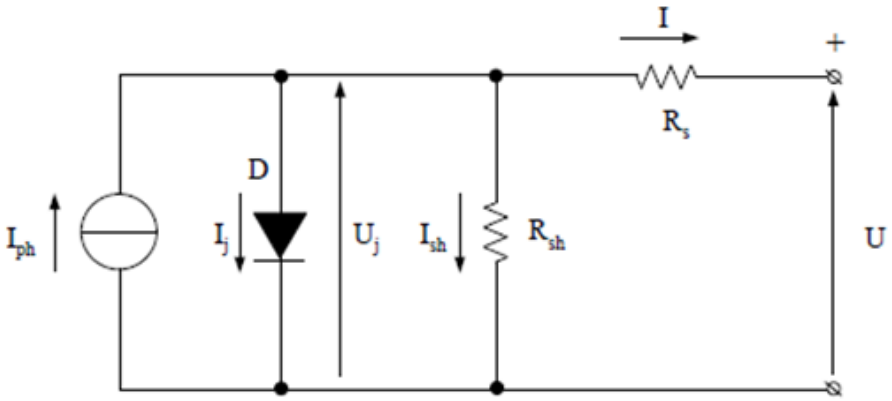


Figura 1.7 - Circuito equivalente reale di una cella fotovoltaica

A partire dal circuito rappresentato è possibile scrivere l'espressione della corrente e della tensione in uscita dalla cella:

$$I = I_{ph} - I_j - I_{sh} = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \qquad (1.4)$$

$$U = U_j - R_s \cdot I \qquad (1.5)$$

È quindi possibile ricavare U_j e I_j:

$$U_j = \frac{1}{A} \cdot ln\left(\frac{I_j + I_0}{I_0}\right) \qquad (1.6)$$

$$I_j = I_{ph} - I - \frac{U_j}{R_{sh}} \qquad (1.7)$$

E tramite sostituzione:

$$U_j = \frac{1}{A} \cdot ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) \qquad (1.8)$$

Si ricava che:

$$U = \frac{1}{A} \cdot ln\left(\frac{I_{ph} - I + I_0}{I_0}\right) - R_s \cdot I \qquad (1.9)$$

Imponendo la condizione $I = 0$, si può ricavare la tensione a circuito aperto:

$$U_{OC} = \frac{1}{A} \cdot ln\left(\frac{I_{ph} + I_0}{I_0}\right) \qquad (1.10)$$

Sostituendo invece la (1.5) e la (1.2) nella (1.9) otteniamo:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{A \cdot (U + R_S \cdot I)} - 1\right) \qquad (1.11)$$

Dalla quale, imponendo la condizione $U = 0$, ricaviamo l'equazione della corrente di cortocircuito I_{sc}

$$I_{SC} = I_{ph} - I_0 \cdot \left(e^{A \cdot (R_S \cdot I)} - 1\right) \qquad (1.12)$$

Essendo R_s un parametro parassita, che si tende sempre a minimizzare, può essere trascurato ottenendo che la corrente di cortocircuito è direttamente proporzionale alla superficie S e all'irradianza G [6]:

$$I_{SC} \approx I_{ph} = k \cdot S \cdot G \qquad (1.13)$$

Se dall'equazione (1.4) si trascura il termine U_j/R_{sh}, si può ricavare la differenza tra la caratteristica del generatore ideale di corrente e la caratteristica reale del diodo, rappresentata in figura 1.8.

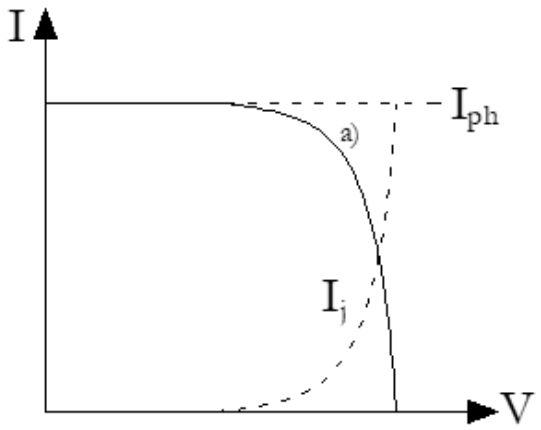


Figura 1.8 - Determinazione grafica della I (U), caso a)

Se invece tale termine non venisse trascurato la curva risulterebbe più pendente nel tratto iniziale e il valore di U_{oc} risulterebbe più basso, come è visibile in figura 1.9

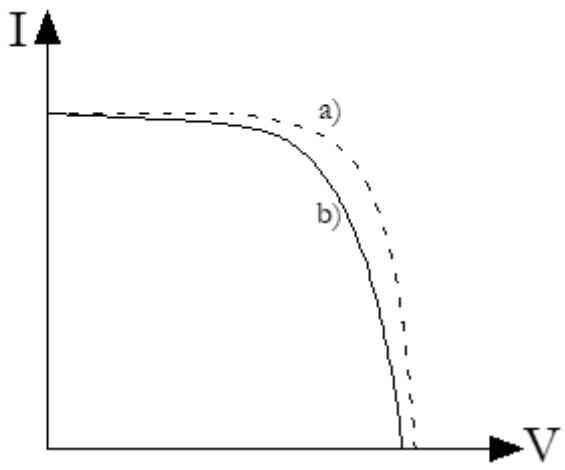


Figura 1.9 - Determinazione grafica della I (U), caso b)

Se invece si analizza il contributo di $R_S \cdot I$ nell'equazione della tensione (1.4), esso provoca una diminuzione della pendenza nel tratto verticale e un abbassamento del valore di I_{sc}, come è visibile in figura 1.10.

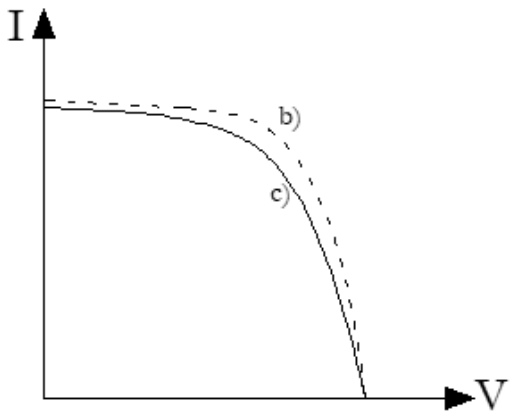


Figura 1.10 - Determinazione grafica della I (U), caso c)

La curva c) rappresenta la caratteristica finale della cella fotovoltaica che lavora come un generatore reale.

Le coordinate dei punti che costituiscono la curva appena descritta ci forniscono informazioni sulla potenza che la cella fotovoltaica può produrre. In figura 1.11 è rappresentata la caratteristica I-V focalizzando l'attenzione su tre punti in particolare:

- il punto di circuito aperto ($I = 0$ e $U = U_{oc}$)
- il punto di cortocircuito ($I = I_{sc}$ e $U = 0$)
- il punto di potenza massima ($I = I_M$ e $U = U_M$)

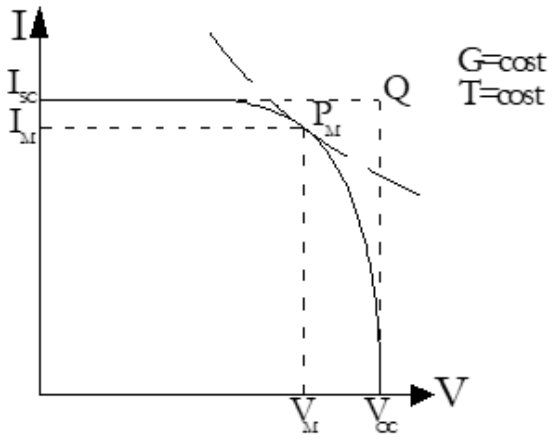


Figura 1.11 - Caratteristica di un generatore fotovoltaico

Un parametro molto importante è il **Fill Factor** calcolato come:

$$FF = \frac{I_M \cdot U_M}{I_{SC} \cdot U_{OC}} \qquad (1.14)$$

dove I_M e U_M rappresentano rispettivamente la corrente e la tensione nella condizione di massima potenza mentre I_{sc} e U_{oc} rappresentano rispettivamente la corrente di cortocircuito e la tensione di circuito aperto.

Tale rapporto fornisce informazioni sul diodo e sull'influenza delle resistenze parassite R_s e R_{sh} sulle prestazioni della cella rispetto alle condizioni ideali [6]. Generalmente FF presenta valori compresi tra 0.5 e 0.8 in base alla tipologia di cella utilizzata.

La caratteristica elettrica della cella descritta finora rappresenta solo il caso di generatore, limitando la curva solo nel I quadrante, se invece si estende tale curva anche ai quadranti II e IV vengono rappresentate le condizioni in cui la cella lavora come utilizzatore.

Nel II quadrante la cella lavorerà in condizioni di tensione inversa (U<0, I>0) mentre nel IV quadrante in condizione di corrente inversa (U>0, I<0). Tali condizioni di lavoro sono accettabili solo se i punti rientrano all'interno dell'iperbole di massima potenza dissipabile (P_{dm})

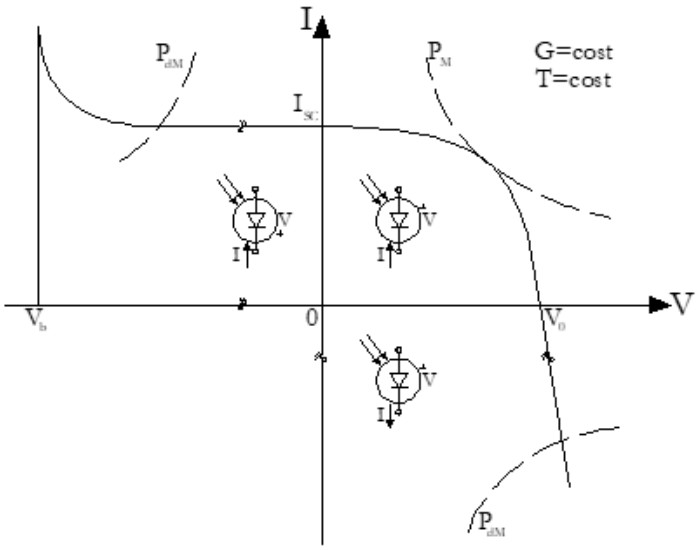


Figura 1.12 - Caratteristica I (U) completa di una cella fotovoltaica

Se la tensione inversa supera un determinato valore limite, definito **break-down V_b**, la cella si trova nella situazione di dover smaltire una potenza termica superiore a quella massima ammissibile, con un conseguente surriscaldamento e danneggiamento irrimediabile [3].

1.6 Influenza dell'irradianza e della temperatura

Due fattori influenzano principalmente la caratteristica I (U) di una cella: l'irradianza (G) e la temperatura (T). In figura 1.13 è rappresentata la caratteristica di una cella influenzata dalla variazione di G mantenendo T costante. È possibile osservare che la corrente di cortocircuito I_{sc} diminuisce al diminuire di G in maniera proporzionale mentre la tensione a vuoto U_{oc} diminuisce leggermente con andamento logaritmico.

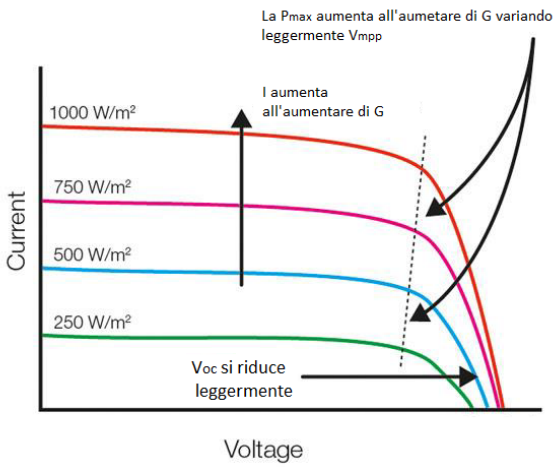


Figura 1.13 - Dipendenza della curva I (U) dall'irradianza

Invece in figura 1.14 è rappresentata la caratteristica di una cella influenzata dalla variazione di T mantenendo G costante:

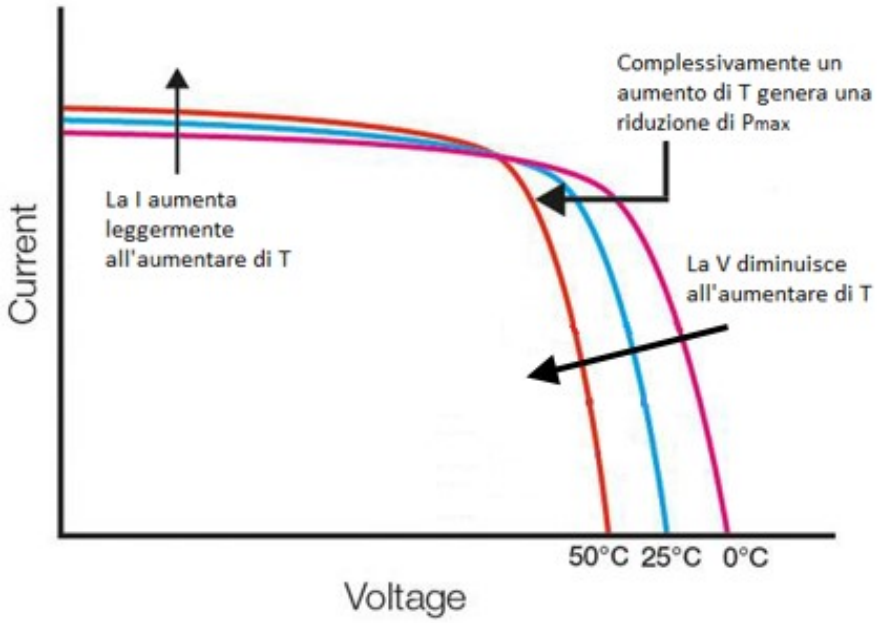


Figura 1.14 - Dipendenza della curva I (U) dalla temperatura

Come si può vedere, un aumento della temperatura provoca una diminuzione della tensione a vuoto U_{oc} di circa 2,2 mV/°C e un leggerissimo aumento della corrente di cortocircuito I_{sc}.

Un aumento della temperatura provoca complessivamente una diminuzione di potenza erogata poiché l'effetto negativo sulla tensione risulta preponderante rispetto all'effetto benefico sulla corrente, poiché un aumento di temperatura genera un aumento della corrente di diodo I_j maggiore dell'aumento della corrente fotovoltaica I_{ph} prodotto dalla riduzione dell'energy gap.

Per tale motivo è accettabile considerare la corrente di cortocircuito dipendente solo dall'irradianza e la tensione dipendente principalmente dalla temperatura.

1.7 Fattori di perdita delle celle solari

Le perdite presenti nella fase di conversione da potenza irradiata a potenza elettrica possono essere ridotte ma non completamente eliminate, tali perdite posso essere classificate in:

- **Riflessione o copertura della superficie della cella**: una parte della radiazione non riesce a raggiungere la parte attiva della cella a causa di fenomeni di riflessione o perché colpiscono la griglia frontale. Tale perdita incide per quasi il 10% e viene ridotta con trattamenti di antiriflesso o riducendo al minimo la superficie della griglia.
- **Eccesso di energia dei fotoni**: parte dei fotoni che raggiunge la cella presenta un'energia superiore all'energy gap del materiale semiconduttore E_g. Indipendentemente da quanto grande è l'eccesso di energia, esso viene dissipato in calore contribuendo ai fattori di perdita per quasi il 30%.
- **Difetto di energia dei fotoni**: i fotoni incidenti che possiedono un'energia inferiore a quella dell'energy gap del materiale semiconduttore E_g, non riescono a generare coppie elettrone – lacuna e vengono assorbiti sotto forma di energia termica. Questo fattore di perdita incide per quasi il 20%.
- **Ricombinazione**: non tutte le coppie elettrone – lacuna vengono mantenute separate dal campo elettrico di giunzione ma una parte di esse si ricombina cedendo la propria energia sotto forma termica. I difetti e le impurità del materiale possono contribuire ad aumentare questo fattore di perdita che normalmente incide per quasi il 2%.
- **Fattore di forma** (circa il 20%). Non tutta l'energia elettrica prodotta viene ceduta al circuito esterno ma parte di essa viene dissipata nel diodo, nella resistenza in serie R_s e nella resistenza in parallelo $R_{sh.}$

1.8 Efficienza

Il rendimento della cella fotovoltaica può essere definito come la capacità di convertire l'energia radiante in energia elettrica, calcolabile come:

$$\eta = \frac{P_{max}}{Pir}$$

dove P_{max} è definita come la massima potenza che la cella può produrre e P_{ir} la potenza incidente sul pannello:

$$Pir = G \cdot S$$

con S superficie della cella.

Il rendimento dei pannelli disponibili sul mercato può raggiungere anche valori superiori al 23%.

1.9 Collegamenti di celle

In condizioni ottimali di irradianza e carico, una cella in silicio cristallino (m-Si e p-Si) è capace di generare una tensione compresa tra 0.5 e 0.6 V, mentre il valore di corrente prodotta è fortemente dipendente dalla superficie irradiata. Considerando i valori tipici della densità di corrente di cortocircuito (25 – 32 mA/cm^2) una cella di 243 cm^2 produrrà una I_{sc} compresa tra 6 e 8 A.

Tali valori di corrente e tensione non possono soddisfare i carichi reali che necessitano condizioni di alimentazioni nettamente maggiori. Per questo motivo si richiede connessioni in parallelo e serie di più celle. Tali connessioni sono realizzate tramite due contatti metallici: uno presente sulla superficie anteriore sotto forma di griglia conduttrice, per permettere il passaggio della radiazione solare, e uno presente sulla superficie posteriore sotto forma di piastra.

1.9.1 Connessioni in serie

L'unione di più celle collegate in serie forma una **stringa**, identificata dal numero N_s di celle che la compongono.

Ammettiamo che N_s celle presentino la caratteristica uguale ad esclusione di una che a causa di difetti costruttivi o a causa di ombratura parziale presenta condizioni di lavoro sfavorevoli, la caratteristica risultante sarà data dalla somma delle caratteristiche di $N_s - 1$ celle e dalla caratteristica della cella difettosa.

Nella figura 1.15 sono rappresentate le diverse caratteristiche delle celle connesse in serie:

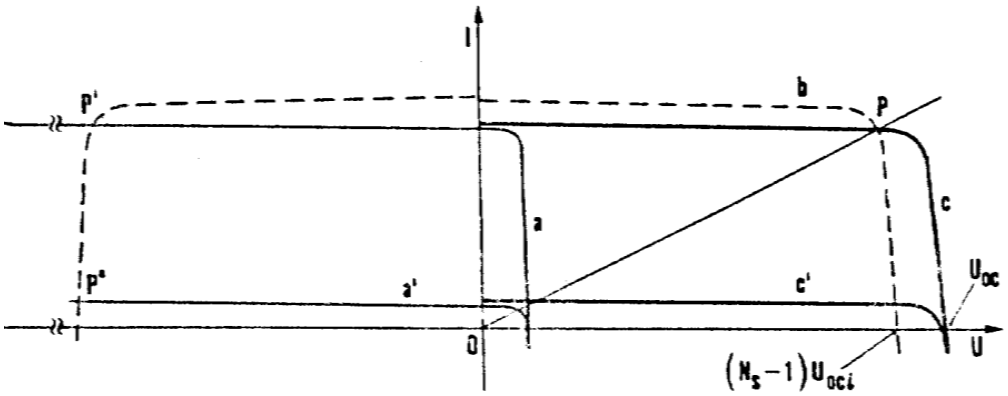


Figura 1.15 - Caratteristica risultante di una serie di celle

- La curva a) rappresenta la caratteristica della cella difettosa
- La curva a') rappresenta la caratteristica della cella ombrata
- La curva b) rappresenta la somma delle caratteristiche delle celle $N_s - 1$ sane
- La curva c) rappresenta la somma delle caratteristiche delle celle $N_s - 1$ sane e dalla curva a)
- La curva c') rappresenta la somma delle caratteristiche delle celle $N_s - 1$ sane e dalla curva a')

È possibile vedere come la potenza massima erogabile dall'intera stringa sia minore, sia nel caso di cella difettosa per difetto costruttivo (curva c) sia per ombreggiatura (curva c'), rispetto a quella erogabile dalla stringa se tutte le celle lavorassero in condizioni normali.

Nel caso di ombreggiatura si ha una maggiore riduzione della potenza prodotta rispetto al caso di cella difettosa.

Inoltre è possibile notare come la tensione a circuito aperto della stringa $U_{oc,s}$ corrisponda alla somma delle U_{oc} di ogni singola cella mentre la corrente di cortocircuito della stringa $I_{sc,s}$ corrisponda alla I_{sc} della cella difettosa:

$$U_{OC,S} = \sum_i U_{OC_i} \qquad (1.15)$$

$$\mathrm{I_{SC,S}} \cong \left(\mathrm{I_{SC_i}}\right)_{\min} \qquad (1.16)$$

Quando la resistenza del carico è minore di quella del punto P, la cella difettosa (curva a o a') opera in condizione di carico a tensione inversa. La condizione più sfavorevole è rappresentata dal cortocircuito che avviene agli estremi della stringa delle N_s celle sane. Poiché sulla cella difettosa agisce una tensione inversa pari a $(N_s - 1) \cdot U$, i punti P' e P'' rappresentano le condizioni di carico in cui operano rispettivamente la cella difettosa e la cella ombrata.

Ciò porta la cella che lavora in condizioni anomale a dissipare una potenza troppo alta, formando degli hot-spot che dopo un determinato periodo di tempo possono portare alla rottura della cella.

Se il valore di $(N_S - 1) \cdot U$ è maggiore della tensione di breakdown U_b (20 – 50 V) avviene l'immediata rottura della cella che opera da carico.

Per evitare la formazione di hot-spot e proteggere le celle da eventuali condizioni di carico vengono applicati dei diodi di bypass (D_p) in antiparallelo come schematizzato in figura 1.16,

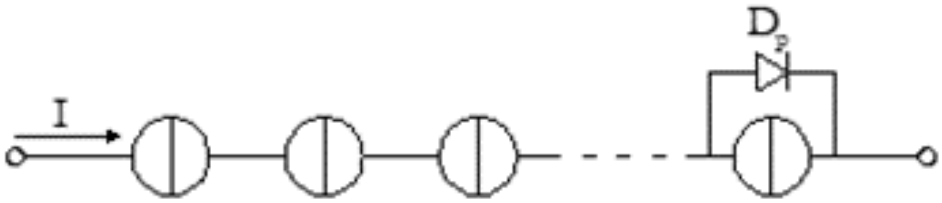


Figura 1.16 - Diodo di protezione inserito in parallelo

Il suo compito è quello di non limitare la corrente della stringa al valore di corrente della cella con caratteristica peggiore ma di escludere tale valore in modo che la corrente di stringa sia pari alla sommatoria dei contributi delle celle sane, evitando la repentina diminuzione della potenza.

Tale soluzione non è applicabile ad ogni cella ma il diodo viene connesso in parallelo a gruppi di celle in serie che formano il pannello.

In questo modo se una cella si rompe, non erogando corrente, viene annullata la potenza fornita dall'intera serie mentre se una cella viene cortocircuitata, la potenza della serie si riduce soltanto del contributo della cella e non si annulla totalmente.

1.9.2 Connessione in parallelo

Consideriamo N_p celle connesse in parallelo di cui una difettosa che presenta la caratteristica I-V differente. La caratteristica complessiva è data dalla somma, per un certo valore di tensione, delle correnti delle $N_p - 1$ celle non difettose e dalla corrente della cella ombrata.

Nella figura 1.17 sono rappresentate diverse curve che rappresentano le caratteristiche delle celle connesse in parallelo:

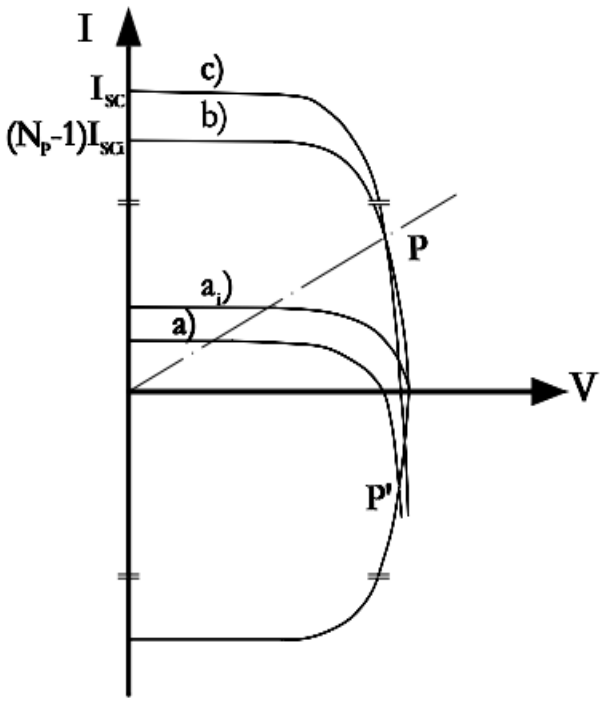


Figura 1.17 - Caratteristica risultante di celle in parallelo

- La curva a) rappresenta la caratteristica della cella difettosa
- La curva a_i) rappresenta la caratteristica di una i-esima cella non difettosa
- La curva b) rappresenta la somma delle caratteristiche delle celle $N_p - 1$ sane
- La curva c) rappresenta la somma delle caratteristiche delle celle $N_p - 1$ sane e dalla curva a)

La caratteristica risultante avrà una corrente di cortocircuito totale $I_{sc,T}$ pari alla somma delle correnti di corto delle singole celle $I_{sc,i}$ e la tensione a circuito aperto totale $U_{oc,T}$ circa pari a quella della cella oscurata:

$$I_{SC} = \sum_i I_{SC_i} \qquad (1.17)$$

$$U_{OC} \cong \left(U_{OC_i}\right)_{min} \qquad (1.18)$$

In questo caso la condizione più sfavorevole è rappresentata dalla condizione di carico esterno nullo perché la cella ombrata dovrà assorbire la corrente prodotta da $N_p - 1$ celle e l'aumento della temperatura a causa della dissipazione di calore.

L'inserimento di un diodo di blocco D_s in serie alle celle in parallelo evita che la cella ombrata funga da utilizzatore, tale protezione non è applicabile per il parallelo di singole celle, perché la caduta di tensione ai capi del diodo annullerebbe la tensione generata, e si preferisce applicarla al parallelo di celle in serie come rappresentato in figura 1.18.

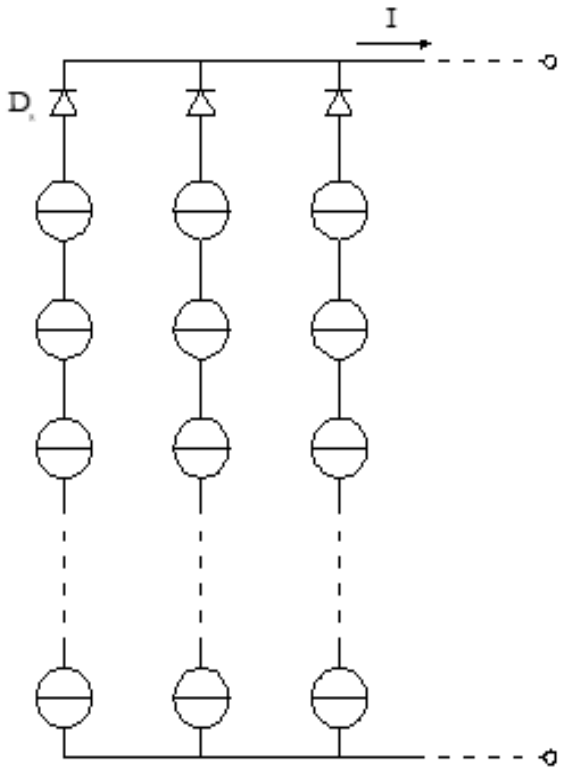


Figura 1.18 - Diodo di protezione inserito in serie

Alla luce delle considerazioni effettuate, per il collegamento di celle in serie e in parallelo, risulta evidente come l'utilizzo di celle con caratteristiche simili possa evitare riduzioni di potenza indesiderate. Ciò può essere fatto testando le singole celle e collegando quelle che presentano valori di I_{SC}, V_{OC} e P_M simili.

2. Il modulo fotovoltaico

2.1. Struttura

Un modulo fotovoltaico è composto dal collegamento in serie e/o in parallelo di un determinato numero di celle solari racchiuse ermeticamente all'interno di una struttura stratificata come mostrato in figura 2.1.

Tale struttura e i componenti che ne fanno parte, giocano un ruolo fondamentale nella formazione del difetto **"snail trails"**, che verrà approfondito nel capitolo 4.

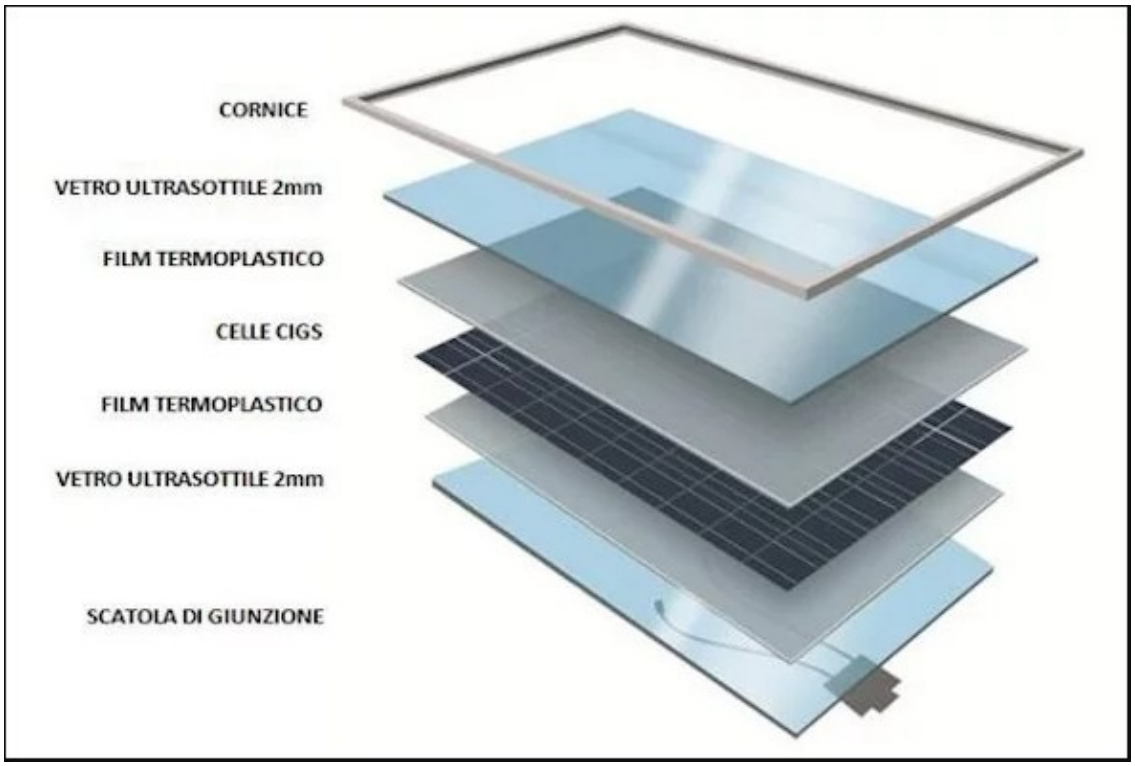


Figura 2.1 - Struttura stratificata di un modulo fotovoltaico

Gli strati verranno analizzati procedendo in direzione verticale, partendo dallo strato inferiore verso lo strato superiore più esterno.

2.1.1 Backsheet

Il primo strato, quello più inferiore, è il foglio posteriore noto come **"backsheet foil"**. La maggior parte dei backsheets in commercio sono realizzati da polivinilfluoruro e polietilene (PVF-PET-PVF) [7 8].

La sua funzione è quella di isolare elettricamente e proteggere dalle condizioni ambientali avverse gli strati più interni del pannello.

Come vedremo nel capitolo 4, la caratteristica del backsheet, che gioca un ruolo cardine nella formazione della snail trails, è la permeabilità all'umidità e ai gas presenti in natura come l'ossigeno e la CO_2 [8 9].

Tali sostanze, penetrate all'interno del pannello, riescono in alcuni casi a raggiungere la superficie della cella e a innescare un processo che porterà alla formazione del difetto.

2.1.2 Isolante

Al di sopra del backsheet e al di sotto del vetro è presente un **isolante**. Questo materiale polimerico incapsula la matrice di celle in modo da formare una chiusura ermetica.

L'incapsulante più diffuso è **l'etilene-vinil-acetato**, comunemente detto **EVA**, che ha le funzioni di supporto meccanico, di isolamento elettrico e di protezione da agenti esterni.

L'inglobamento delle celle è reso possibile grazie al processo di laminazione a caldo che rende l'EVA rigido e trasparente. Quest'ultima caratteristica risulta fondamentale nello strato superiore perché riduce al minimo le perdite ottiche [10].

Come vedremo nel capitolo 4, le caratteristiche chimiche dell'EVA giocano un ruolo cardine nella formazione delle snail tracks poiché a causa del suo decadimento, dovuto a temperature elevate, fotoreazione ai raggi UV e presenza di un campo elettrico, viene prodotto acido acetico che reagisce con le nanoparticelle di argento producendo il difetto.

2.1.3 Matrice di celle

La singola cella è formata da uno strato di silicio drogato N sovrapposto a uno strato di silicio drogato P.

La cella è caratterizzata inoltre dalla presenza di contatti posteriori (polo positivo) con superficie pari alla superficie della cella stessa e contatti anteriori (polo negativo) sotto forma di conduttori. Questi ultimi sono formati da sottili cavi di argento capaci di condurre gli elettroni liberati dall'effetto fotoelettrico.

I conduttori presenti sulla superficie della cella (figura 2.2) si dividono in:

- **bus bar**, più spessi e meno numerosi e con orientazione verticale
- **fingers**, più fini, più numerosi e con orientazione orizzontale

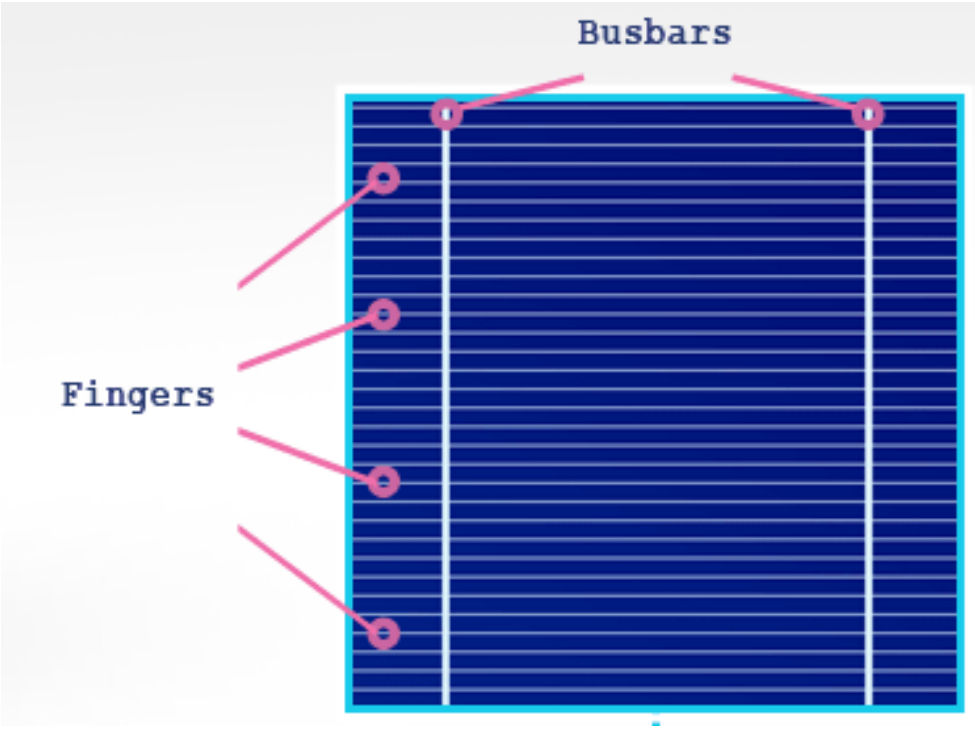


Figura 2.2 - Fingers e Busbars in una cella fotovoltaica

Entrambi partecipano alla formazione delle snail trails perché, come descritto nel capitolo 4, la corrosione dell'argento rappresenta il fenomeno cardine nella formazione del difetto.

Questo fenomeno avviene in presenza di sostanze che entrano all'interno del pannello tramite backsheet e raggiungono la superficie superiore della cella attraversando le micro cricche o i bordi della cella.

Le **micro crepe** sono un difetto molto diffuso nei pannelli fotovoltaici e anche pericoloso in quanto può isolare singole celle o gruppi di esse. Queste possono essere dovute sia a difetti di fabbrica, con eventuale sostituzione a carico del produttore, o ad urti, avvenuti nella fase di montaggio dell'impianto o nelle fasi di manutenzione.

2.1.4 Vetro temprato

La parte superiore più esterna è formata da **vetro temprato** con uno spessore che va da 3 a 4 mm. Solitamente si preferiscono vetri con basso contenuto di ferro in modo da presentare un'alta trasparenza alla radiazione solare.

La sua funzione è quella di proteggere i componenti interni, in particolar modo la matrice di celle, da agenti atmosferici che possono danneggiare pesantemente il modulo, come la grandine.

2.1.5 Cornice

Tutti gli elementi sopra citati sono montati all'interno di una **cornice**, generalmente in profilato di alluminio, che ha la funzione di dare robustezza meccanica al pannello fotovoltaico anche in fase di installazione.

L'unione tra la componente attiva del modulo (matrice di celle) e la cornice viene favorita dall'uso di materiale sigillante, come il silicone, che rende maggiormente impermeabili i bordi del pannello all'infiltrazione dell'umidità.

Come descritto nel capitolo 4, un cattivo isolamento da agenti esterni favorirebbe la formazione di snail trails poiché permetterebbe a umidità, ossigeno e CO_2 di entrare all'interno del pannello e raggiungere la superficie delle celle per far reagire i conduttori di argento.

2.1.6 Processo di formazione del modulo

Il processo di creazione del modulo avviene tramite laminazione ottenuta con la fusione sottovuoto con temperature di 150° circa.

Con la fusione del foglio di EVA, o altri incapsulanti, è possibile l'unione vetro-matrice e matrice-backsheet in quanto l'EVA ha anche la funzione di collante che rende il pannello fotovoltaico un unico corpo compatto.

Le temperature di tale processo non possono essere troppo elevate perché favorirebbero la formazione di bolle d'aria all'interno del laminato e di agglomerati di argento all'interno dell'EVA, che possono ulteriormente favorire la formazione di snail trails come verrà descritto nel capitolo 4.

Anche temperature di processo troppo basse potrebbero favorire il fenomeno di snail trails poiché non garantirebbero un incapsulamento adeguato del pannello e favorirebbero il raggiungimento di acqua, ossigeno e CO_2 nello strato superiore della matrice di celle.

2.2 Datasheet

Il datasheet costituisce la targa che caratterizza ogni modulo, esso riporta i principali dati:

- Nome costruttore
- Tipo e numero del modello
- Numero di celle
- Numero di serie
- Massima tensione di esercizio
- Classe di impiego del modulo
- Potenza massima fornita espressa in Watt di picco [Wp]
- Tensione a vuoto U_{oc} in condizioni STC
- Corrente di cortocircuito I_{SC} in condizioni STC
- Potenza P_{nom} in condizioni STC, con indicate le tolleranze di produzione
- Tensione alla massima potenza U_{mpp} in condizioni STC
- Corrente di massima potenza I_{mpp} in condizioni STC
- Tensione e corrente nel punto di massima potenza (MPP)
- Corrente nominale massima dei dispositivi di protezione contro le sovracorrenti abbinabili al modulo (in genere fusibili)
- Temperatura nominale della cella in condizioni operative (NOCT)
- Massima corrente inversa tollerata
- α_{Isc}, coefficiente termico della corrente di cortocircuito [%/°C] o in [A/°C]
- β_{Uoc}, coefficiente termico della tensione a vuoto [%/°C] o in [V/°C]
- γ_{Pm}, coefficiente termico della potenza [%/°C] o in [W/°C].

2.2.1 Condizioni STC

Le specifiche dei moduli forniti dai produttori si riferiscono alle condizioni di prova normalizzate dette **STC (Standard Test Conditions)** come previsto dalla norma IEC/EN60904.

Esse sono caratterizzate da:

- Irradianza $G = 1000\ W/m^2$
- Temperatura cella pari a $T_{CELLA} = 25\ °C$
- Massa aria $AM = 1.5$

2.2.2 Condizioni NOCT

La **temperatura nominale di funzionamento della cella NOCT** è il valore di temperatura di equilibrio della cella alle seguenti condizioni:

- Circuito aperto
- Irradianza $G = 800\ W/m^2$
- Velocità del vento $v_{VENTO} = 1\ m/s$
- Temperatura ambiente $T_{AMB} = 20\ °C$

3. Azienda

L'energia prodotta da fonti rinnovabili ha subìto, a partire dai primi anni del 2000, un importante incremento grazie all'attuazione di alcune politiche di incentivazione.

In particolare, nella finestra temporale che va dal 2006 al 2013, si è assistito ad un cospicuo aumento della potenza installata fotovoltaica, da un valore di 1.264 MW a 18.190 MW su tutto il territorio italiano [1] come è visibile nel grafico 3.1.

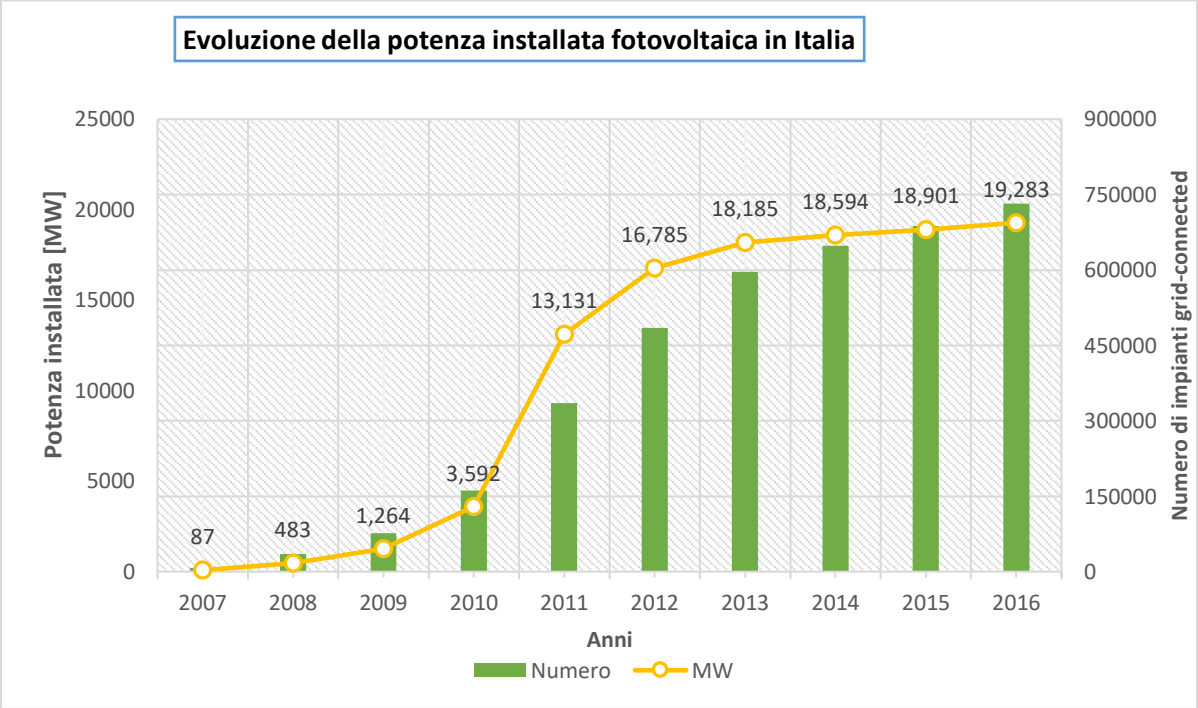


Grafico 3.1 - Evoluzione della potenza installata fotovoltaica in Italia

Tale incremento fu dovuto principalmente all'attuazione di alcune politiche di incentivazione denominate "Conto Energia", le quali hanno attribuito un contributo finanziario generoso per ogni kWh di energia generata dagli impianti fotovoltaici costruiti in quegli anni.

Il 6 luglio 2013, si è operata una sospensione degli aiuti economici statali per il fotovoltaico, che aveva ormai raggiunto una maturità tecnologica tale da permettere la produzione di energia elettrica ad un costo concorrenziale alle altre fonti energetiche, riducendo così la speculazione sulla costruzione di nuovi impianti.

In uno scenario italiano di questo tipo, alcune aziende si sono inserite in un nuovo mercato, focalizzato sul monitoraggio e massimizzazione dell'energia prodotta, offrendo anche servizi

di manutenzione. L'azienda TGE s.r.l., presso la quale ho svolto il mio lavoro di tesi, si colloca proprio in questo segmento di mercato, offrendo servizi di ottimizzazione di impianti esistenti, monitoraggio da remoto e manutenzione sia ordinaria che straordinaria

3.1. Sistema di monitoraggio

Un **sistema di monitoraggio** rappresenta un valido strumento per esaminare la producibilità di uno o più impianti e di confrontare tali risultati con valori ottenuti in periodi passati (settimane, mesi e anni) al fine di poter valutare la presenza di guasti o di perdite di efficienza.

Il sistema messo a disposizione dall'azienda TGE è **Meteo-Control**, il quale, previo login, offre la possibilità di monitorare 24 ore su 24, tramite un qualsiasi terminale connesso a Internet, uno degli impianti a cui il sistema è collegato.

Questa attività di controllo avviene tramite la connessione agli inverter quindi un problema su array risulta facilmente individuabile mentre problemi su singoli moduli, come rotture o guasti, risultano più difficilmente percepibili.
Il programma Meteo-Control permette la visualizzazione dei dati raccolti anche tramite opportuni grafici come riportato nelle figure 3.1 e 3.2.

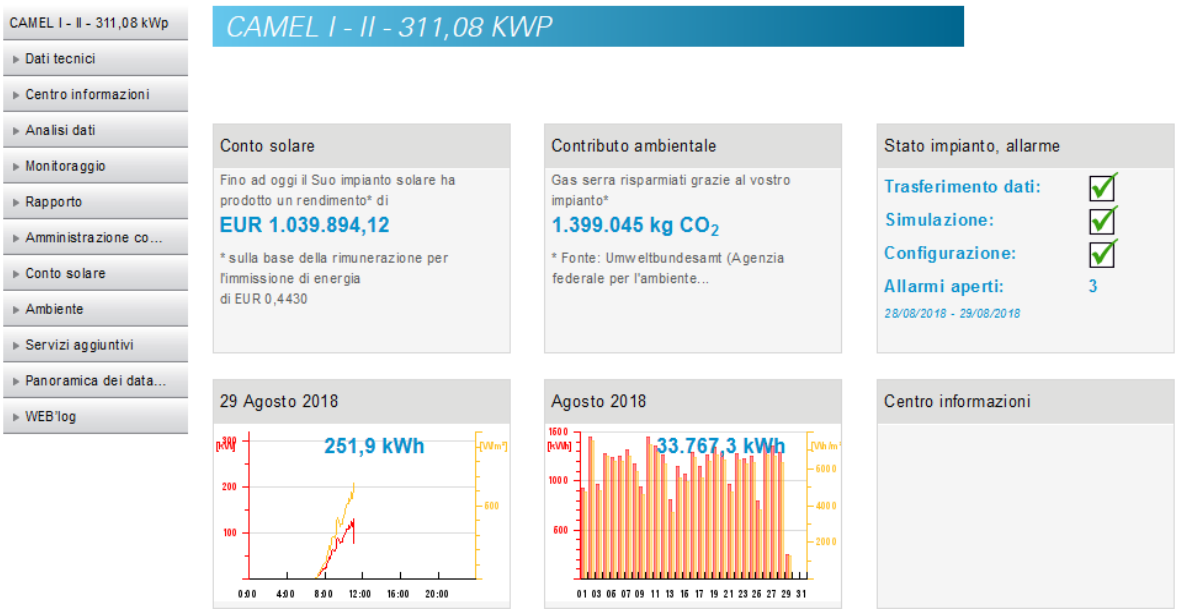
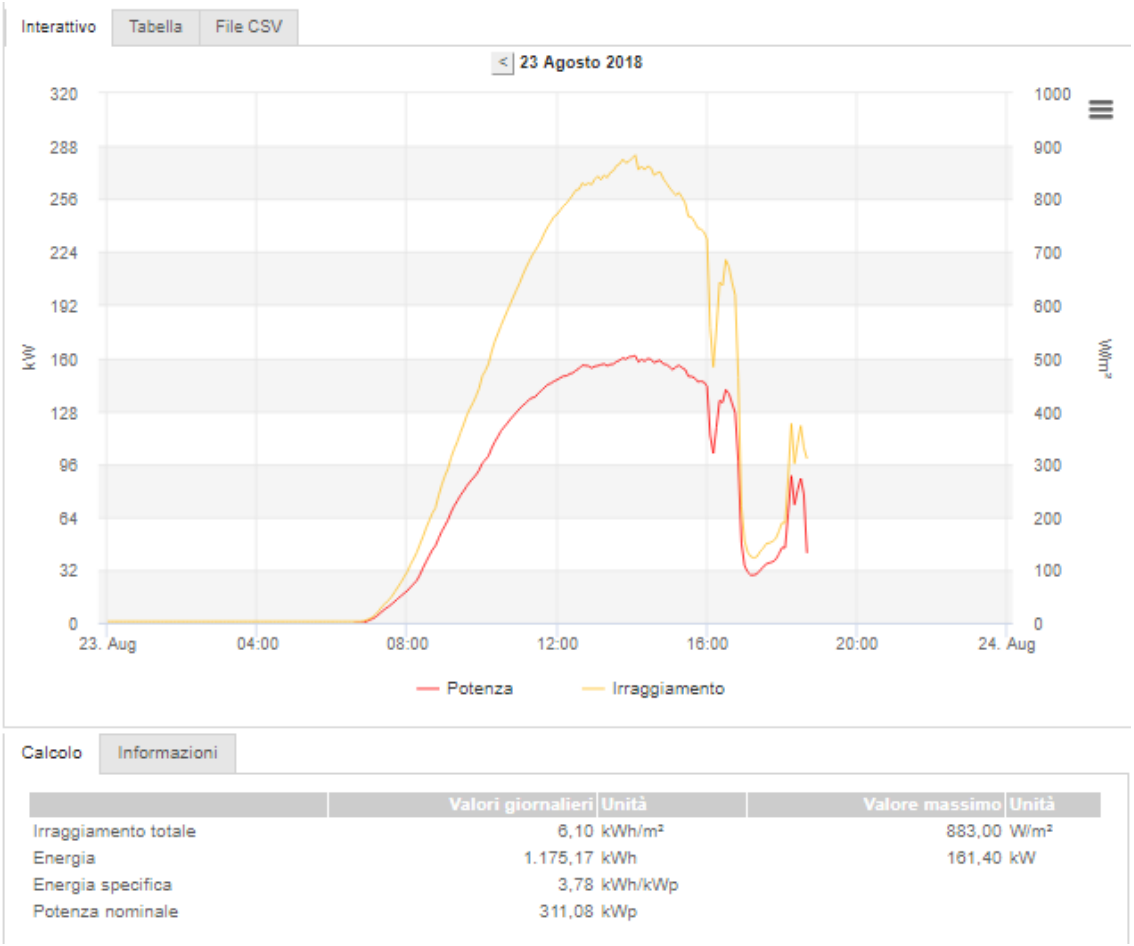


Figura 3.1 - Schermata iniziale di Meteo-Control relativa all'impianto preso in esame



	Valori giornalieri	Unità	Valore massimo	Unità
Irraggiamento totale	6,10	kWh/m²	883,00	W/m²
Energia	1.175,17	kWh	161,40	kW
Energia specifica	3,78	kWh/kWp		
Potenza nominale	311,08	kWp		

Figura 3.2 - Grafico relativo alla producibilità dell'impianto estratto da Meteo-Control

Da una prima analisi è stato riscontrato che alcuni degli impianti monitorati presentavano una riduzione della producibilità, su ogni stringa, con valori non uniformi.

Tramite un'indagine in loco dell'impianto si è osservato che tale riduzione non era attribuibile alla connessione inverter-rete o stringa-inverter ma ad un tipo particolare di difetti, denominati snail trails, presenti su quasi tutti i pannelli che costituiscono l'impianto.

3.2. Impianto

L'impianto preso in esame, situato nella zona industriale di Grugliasco in provincia di Torino, ha una potenza di picco pari a 311 kW_p ed è integrato su un tetto piano con inclinazione di 10°, come mostrato in figura 3.3

Figura 3.3 - Foto dell'impianto integrato su tetto oggetto di studio

L'intero impianto è composto da **1111 panelli fotovoltaici GESOLAR STP280**, descritti successivamente, e divisi in **24 arrays**. Ciascun array fotovoltaico alimenta uno dei 24 inverter Power-One 10/12.5 kW connessi alla rete elettrica. L'impianto, entrato in funzione ad aprile del 2011, è stato inserito all'interno del sistema di monitoraggio a partire da dicembre 2013, a seguito del quale si è potuto riscontrare il deficit di energia prodotto.

Al fine di studiare gli effetti del difetto sulla produzione di energia elettrica sono stati prelevati dall'impianto 5 pannelli. Nella tabella 3.1 sono elencati i codici seriali che li identificano:

Tabella 3.1 - Panelli oggetto di test sperimentali

Pannelli	Codici seriali
Pannello 1	210092109011330017
Pannello 2	210092109011330057
Pannello 3	210092109011330302
Pannello 4	210092109011370082
Pannello 5	210092109011420027

3.3. Pannello

I moduli fotovoltaici analizzati in questo lavoro di tesi, sono caratterizzati da una potenza nominale P_N di 280 W_p e sono costituiti da 72 celle di tecnologia policristallina. I principali dati estratti dal datasheet di riferimento sono rappresentati nella tabella 3.2.

Tabella 3.2 - Dati elettrici del pannello fotovoltaico studiato

Potenza nominale P_N	280 W
Efficienza del modulo	14.4 %
Tensione nominale U_{mp}	35.2 V
Corrente nominale I_{mp}	7.95 A
Tensione di circuito aperto U_{OC}	44.8 V
Corrente di cortocircuito I_{SC}	8.33 A
Tolleranza massima di P_N	0 / +5%

Il datasheet riporta anche le caratteristiche meccaniche del modulo come le dimensioni, i materiali dei singoli strati e i dati a essi relativi, rappresentati nella tabella 3.3 e figura 3.4.

Tabella 3.3 - Caratteristiche meccaniche del pannello fotovoltaico

Dimensioni modulo (h ×l ×s)	1956×992 ×50 mm
Peso	24 kg
Vetro anteriore	Vetro temperato a basso contenuto di ferro, 4.0 mm
Telaio	Telaio in alluminio anodizzato
Scatola di derivazione	Classificazione IP-65 con 3 diodi di bypass
Lunghezza Cavi	Lunghezza: 900 mm

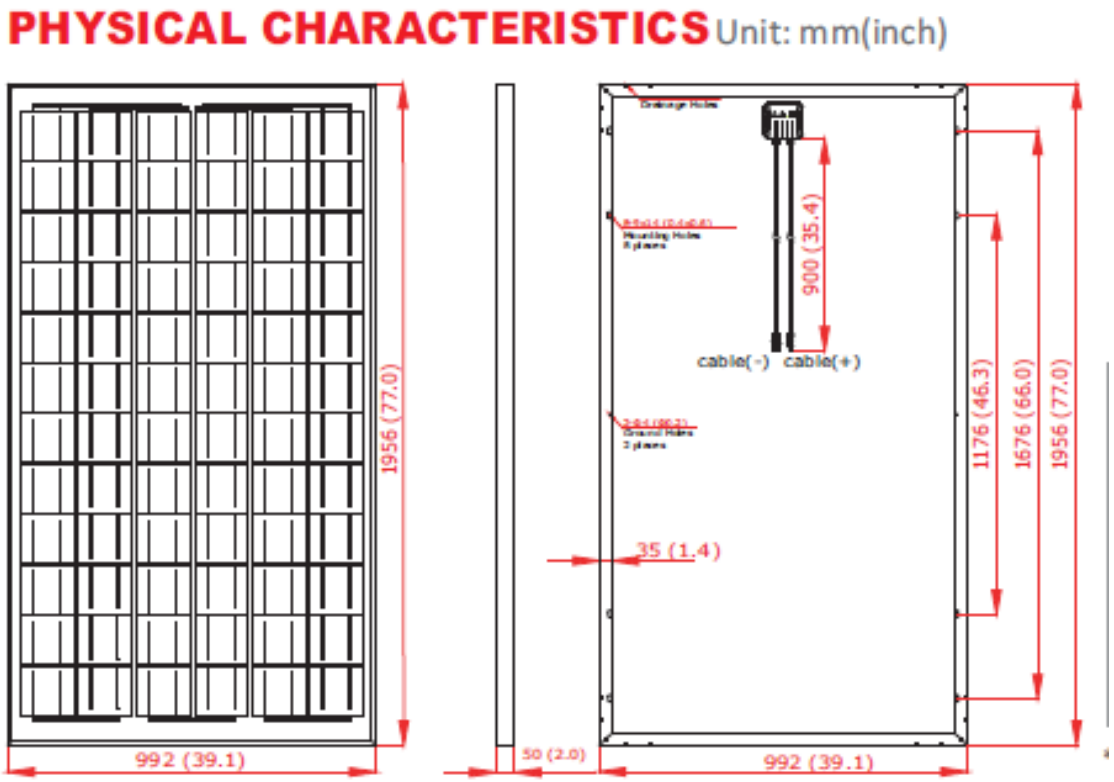


Figura 3.4 - Caratteristiche meccaniche del pannello

4. Il fenomeno delle Snail Trails

Dalla nascita della tecnologia fotovoltaica ad oggi, si è assistito a un cambiamento dei materiali che compongono il pannello.

Questo è stato uno dei principali driver della diminuzione del prezzo della tecnologia, resa più competitiva sul mercato, portando il kWh di energia elettrica prodotto da fotovoltaico ad un costo concorrenziale alle altre fonti tradizionali [11].

Parallelamente però, ha intaccato le proprietà fisiche e chimiche del pannello stesso, modificandone non solo il materiale dei componenti, descritti nel capitolo 2, ma anche gli additivi usati per la salvaguardia del componente stesso [12].

Un chiaro esempio è rappresentato dalla scelta dei materiali dell'incapsulante o del backsheet che, come vedremo successivamente, saranno i principali protagonisti del fenomeno delle Snail Trails [12].

4.1 Generalità

Il fenomeno delle "bave di lumaca", più comunemente chiamato in letteratura **"Snail Trails"** o **"Snail Tracks"** [13], rappresenta uno dei fenomeni di degrado più diffusi sui moduli fotovoltaici [7,8,9]. Le Snail Trails si presentano come un **difetto di scolorimento dei moduli**, in particolare dei fingers e dei bus bar, visibile facilmente ad occhio nudo [8].

Tale difetto è costituito da brevi e sottili linee scure che si possono sviluppare sia sui bordi della cella sia all'interno di essa [8,14,15], come visibile in figura 4.1

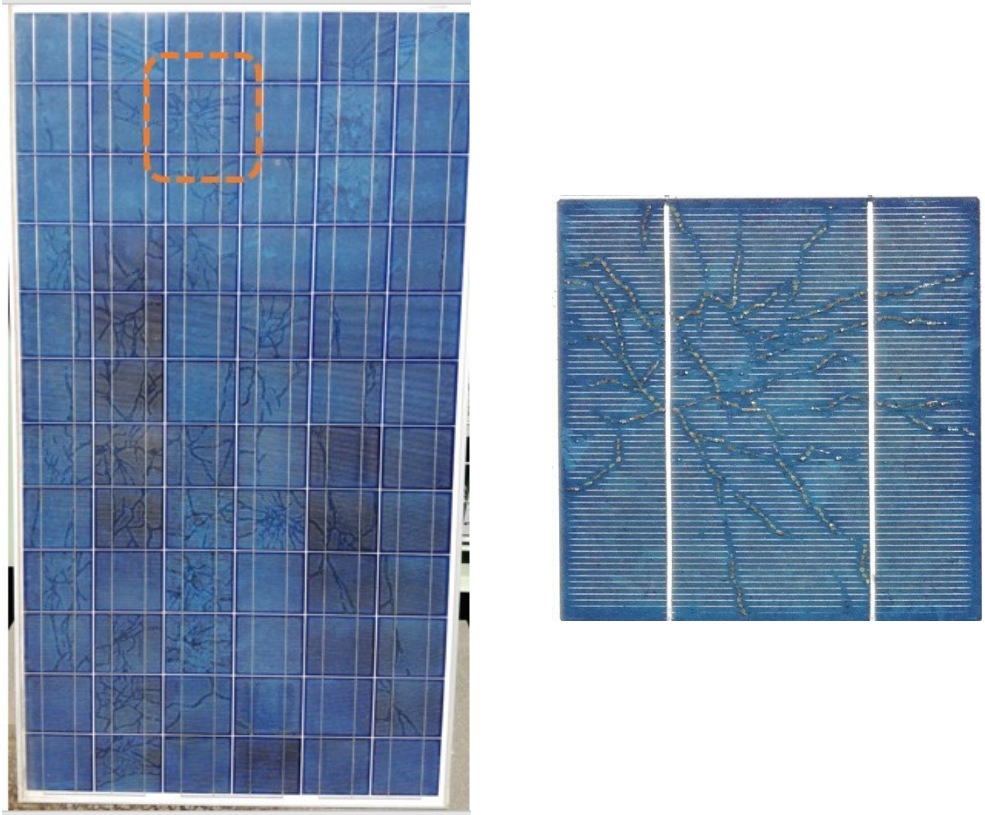


Figura 4.1 - Modulo affetto da snail trails e particolare di una cella affetta

In base alla posizione che queste linee hanno sulla superficie della cella possono essere definite due tipologie di difetti [12, 16], visibili in figura 4.2:

1) Simple snail trails
2) Framing snail trails

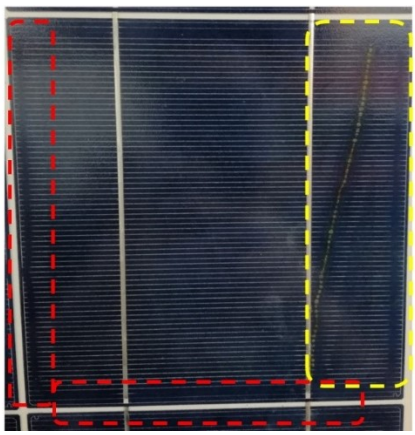
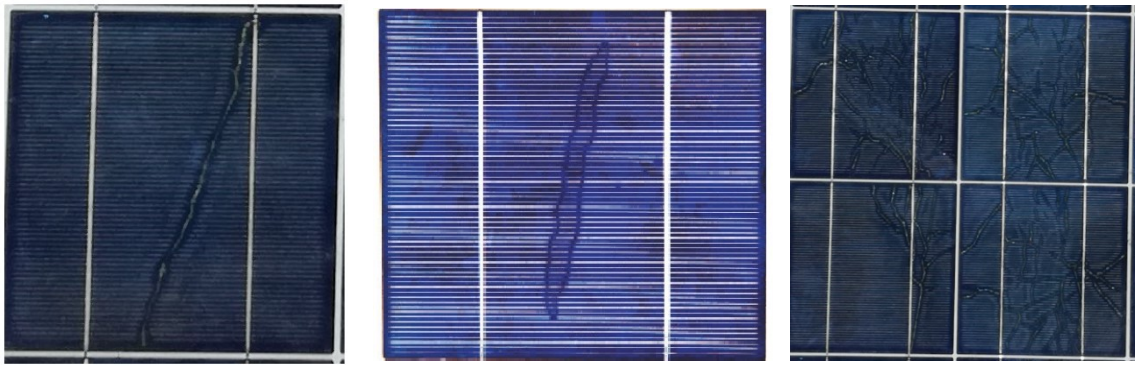


Figura 4.2 - Simple snail trails (riquadro giallo) e framing snail trails (riquadri rossi)

Le **simple snail trails** si sviluppano all'interno della superficie della cella, in corrispondenza delle microfratture [12,15,17] e possono presentare forme diverse: single lined, double lined or worm lined (o forme più complesse) e di forme miste rispettivamente rappresentate nelle figure 4.3 [12].



a) b) c)

Figura 4.3 - Esempi di snail trails: a) single lined, b) worm lined e c) forme miste

Le **framing snail trails** si sviluppano solo lungo i bordi della cella, assimilabili a fratture naturali [16], presentando uno scolorimento leggermente più marcato [12,16]. Dagli studi e dalle analisi effettuate risulta che tale fenomeno si può presentare su moduli differenti sia di diverse case produttrici [7], sia di tecnologia differente (su pannelli in silicio monocristallino e policristallino [18]).

Entrambi i difetti possono essere considerati simili poiché i fenomeni e i processi che portano alla loro formazione sono uguali. All'interno di questo studio non si farà differenza tra le due tipologie però è doveroso precisare che il fenomeno del "framing" può presentarsi anche dopo le prime ore di funzionamento nelle condizioni ambiente [12] mentre le simple snail trails possono presentarsi in una finestra temporale che va dai primi mesi fino ai primi due anni di esercizio [7,8].

La formazione delle snail tracks è fortemente correlata a processi di diffusione all'interno del pannello fotovoltaico [8,15,16] ed è dovuta a reazioni chimiche che coinvolgono principalmente i conduttori d'argento (fingers e bus bar) e lo strato di incapsulante superiore.

4.2 Le cause

Il difetto delle snail trails è dovuto allo scolorimento dei contatti d'argento (fingers) che avviene in prossimità di microfratture della matrice delle celle [12,15,17].

Il processo della loro formazione inizia con la **diffusione dell'umidità** e di altri gas, principalmente la **CO_2**, all'interno del pannello tramite il **backsheet** [18,19]. Successivamente a causa di un imperfetto incapsulamento dello strato inferiore dell'EVA, avvenuta durante la fase di formazione del pannello (firing), umidità e aria riescono a raggiungere la matrice di celle [7,8,17], come rappresentato in figura 4.4.

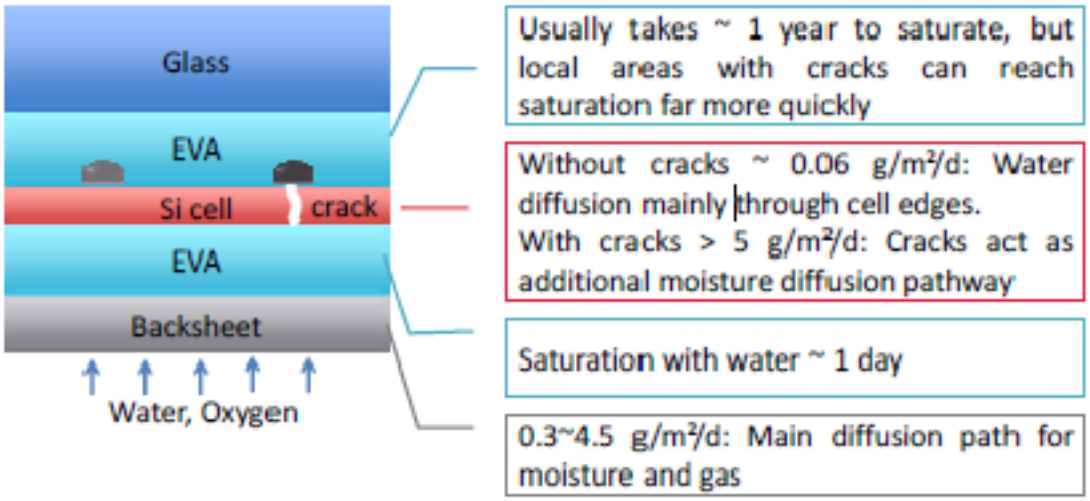


Figura 4.4 - Infiltrazione di acqua e gas all'interno del pannello fotovoltaico

Normalmente, le celle stesse fungono da barriera per l'umidità e per l'aria ed evitano che esse raggiungano la superficie superiore [20] ma se vi è la presenza di microfratture è possibile che agenti esterni raggiungano la superfice superiore e che inneschino la reazione dei conduttori di argento [17,20]. Le microfratture rappresentano per l'acqua, la CO_2 e l'ossigeno l'unica via di accesso per raggiungere gli strati superiori, infatti le snail trails appaiono in presenza di cricche. Effettuando prove di elettroluminescenza su moduli affetti da snail trails si è riscontrato che le bave riprendevano le stesse forme delle microfratture [7], figura 4.5.

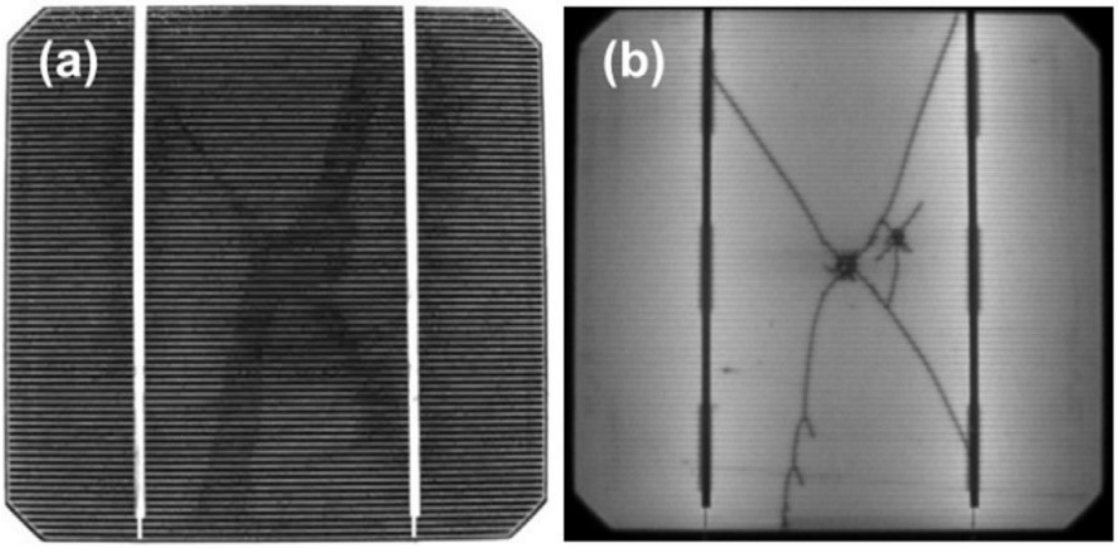


Figura 4.5 - (a) Snail trails e (b) microfratture visibili tramite prova di elettroluminescenza

Possiamo quindi affermare che le microfratture sono una condizione necessaria ma non sufficiente [15] perché in loro assenza gli agenti esterni non posso raggiungere i conduttori in argento e in loro presenza non sarebbe garantita la reazione di corrosione dei bus. Tale reazione, subìta dai fingers di argento, è favorita dalle condizioni di lavoro della cella, influenzate particolarmente dalla **temperatura di esercizio** e dalla **radiazione UV** [16,12] ma anche dalla presenza del **campo elettrico** che risulta essere fondamentale per la formazione delle bave poiché permette la migrazione dei prodotti della corrosione in strati superiori [16]. Il fenomeno di degradazione è confermato dalla presenza di alcune sostanze sulla superficie della matrice di celle. Queste sostanze sono state rinvenute con concentrazione nulla o trascurabile su celle prive di snail trails analizzate tramite spettroscopia EDX e spettroscopia Raman [12,9].

Tali sostanze sono principalmente il **Carbonato di argento** e il **Solfato di argento**, si presentano sotto forma di nanoparticelle, reagiscono con l'EVA formando **l'Acetato di argento** principale componente delle macchie scure caratteristiche del fenomeno [8,14,17,18]. Come riportato da "*Fan J. Et all"* tale sostanza non è stata riscontata tramite spettrometro di Raman su pannelli non affetti da snail trails figura 4.6.

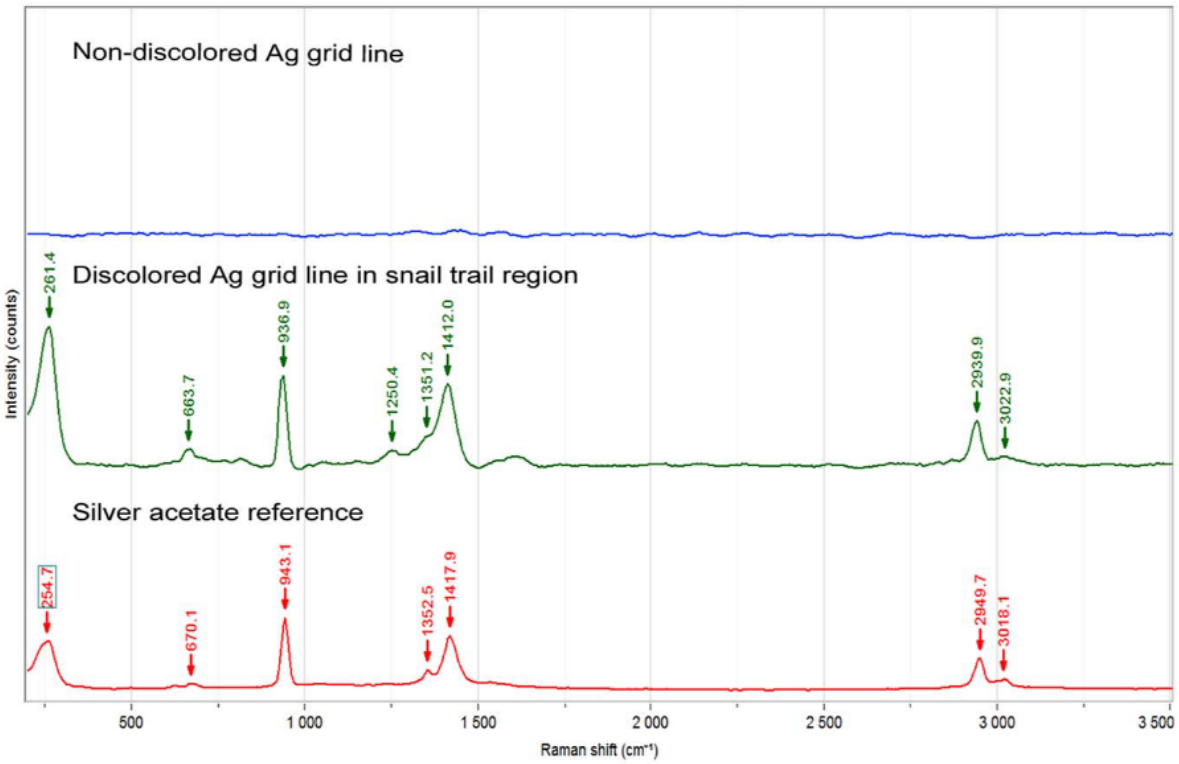


Figura 4.6 - Spettrografie di Raman di un pannello integro

4.3 Le reazioni chimiche

Nei paragrafi seguenti verranno analizzati i processi che portano alla formazione di carbonato di argento, fosfato di argento, acetico ed infine acetato di argento.

4.3.1 Carbonato di argento

Il **Carbonato di argento (Ag_2CO_3)** si forma a causa della reazione tra la superficie dei finger e la CO_2 presente all'interno dell'interfaccia matrice-EVA.

La CO_2 presente è principalmente dovuta alla diffusione della CO_2 atmosferica tramite il backsheet all'interno del panello ma una parte di essa viene prodotta anche dalla degradazione fotochimica dell'EVA (**reazione di Norrish I**) (fonte 11d più altre).

La CO_2 in soluzione acquosa, dovuta alla penetrazione dell'umidità nel pannello, forma acido carbonico H_2CO_3 che essendo un acido biprotico ha due costanti di dissociazione in relazione al pH dell'ambiente in cui si trova. Essendo l'ambiente particolarmente basico, l'acido carbonico tende a perdere i due atomi di H e ad unirsi all'argento ossidato producendo Carbonato di argento e H_2O, come mostrato in figura 4.7 [9].

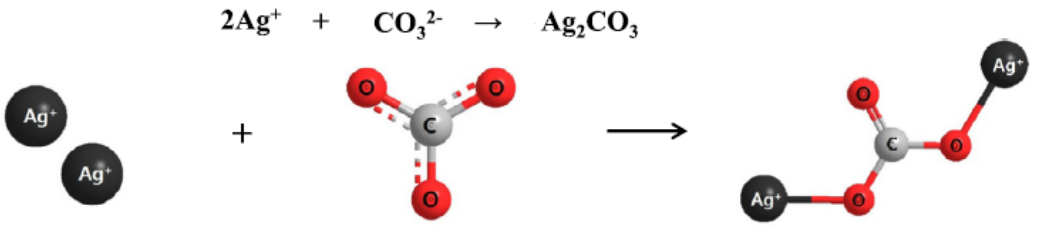


Figura 4.7 - Schema di reazione di formazione del Carbonato di argento Ag_2CO_3

La CO_2 proveniente dall'EVA, invece, deriva da processi di degradazione quali la **decarbossilazione** innescata dalle alte temperature e dai raggi UV, i quali, essendo caratterizzati da un'altissima energia, riescono a tagliare le catene polimeriche dell'EVA, interrompendo i legami presenti tra C e O come mostrato in figura 4.8 [17].

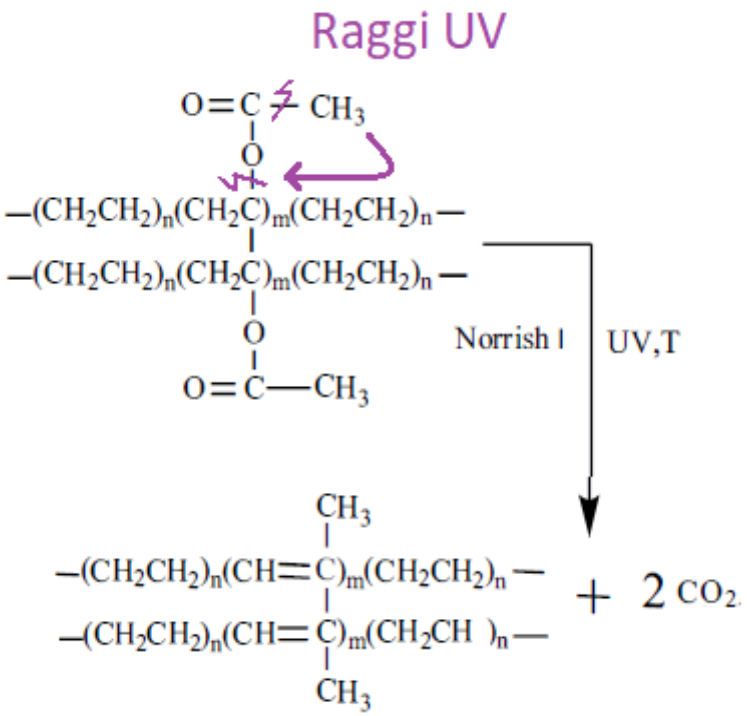


Figura 4.8 - Schema di reazione di decarbossilazione dell'EVA con produzione di CO_2

Gli ioni Ag^+ vengono prodotti dalla reazione di ossidazione a cui sono soggetti i fingers di argento. L'argento, in forma solida e stabile Ag^0, reagisce con l'ossigeno, proveniente dall'esterno, rilasciando ioni Ag^+.

La reazione di formazione del Carbonato di argento può essere favorita dalla presenza dell'**ossido di zinco (ZnO)** che favorisce l'assorbimento della CO_2, provocando una maggiore

produzione di Ag_2CO_3. L'ossido di zinco è utilizzato spesso come additivo nella produzione di vetro e durante la fase di firing del pannello, a causa delle temperature elevate, il vetro rilascia la sua componente metallica che può raggiungere la grid di argento [12]. Inoltre la produzione di Carbonato di argento è favorita notevolmente dalla radiazione UV. Da "*Wiesinger et all*" è stato dimostrato che l'assenza di radiazioni UV riduce notevolmente la formazione di Ag_2CO_3 [21], le quali fungono, quindi, come catalizzatore per tale reazione.

In figura 4.9 è rappresentato lo spettro di Raman, che testimonia la presenza di Ag_2CO_3 su pannelli affetti da snail trails [12].

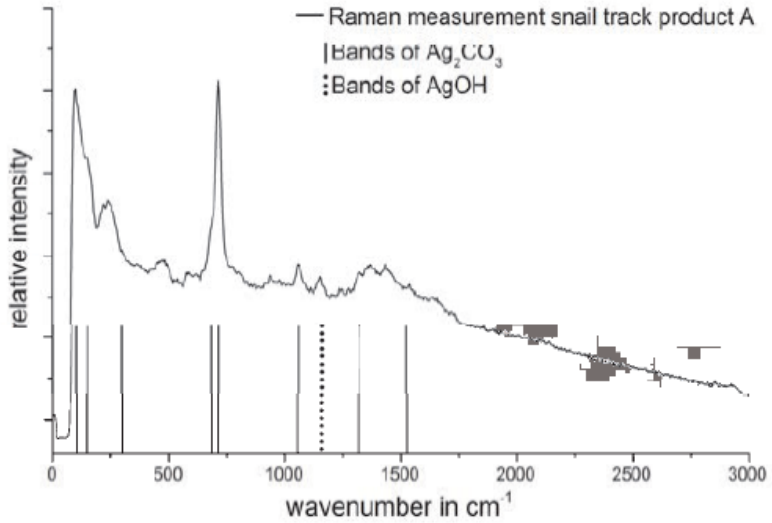


Figura 4.9 - Spettrografia di Raman relativa al Carbonato di argento di un pannello difettoso

4.3.2 Solfato di argento

Il **solfato di argento** (Ag_3PO_4) si forma a causa della reazione tra i fingers di argento e gli additivi chimici solfurei presenti nell'incapsulante.

Tali additivi sono usati come antiossidanti secondari e stabilizzatori chimici ed evitano che il polimero a contatto con i radicali liberi si ossidi. Questi additivi, tramite processi di ossidazione o idrolisi, diventano acido fosforico (H_3PO_4) o fosfati (PO_4^{3-}) che in presenza di ioni Ag^+, dovuti alla corrosione dell'argento innescata da ossigeno, H_2O e raggi UV, formano il solfato di argento Ag_3PO_4.

$$3Ag^+ + PO_4^{3-} \rightarrow Ag_3PO_4$$

Queste particelle di Ag_3PO_4 sono soggette, come le nanoparticelle, al campo elettrico e quindi riescono a migrare verso lo strato di incapsulante superiore [12,18,20].

In figura 4.10 è rappresentato lo spettro di Raman, che testimonia la presenza di Ag_3PO_4 su pannelli affetti da snail trails [12].

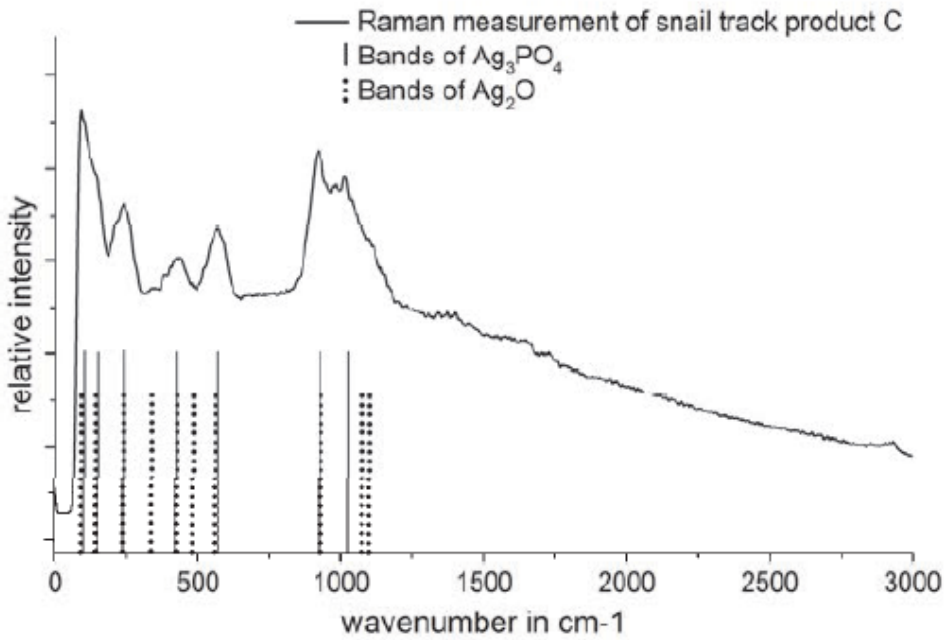


Figura 4.10 - Spettrografia di Raman relativa al Solfato di argento di un pannello difettoso

4.4 Migrazione particelle

Le nanoparticelle o loro agglomerati (cluster) di argento, migrano e si accumulano all'interno dell'incapsulante guidati dal campo elettrico prodotto dalla luce solare quando il pannello è in condizioni di lavoro [17].

In presenza di radiazione solare, lo strato di vetro e la matrice di celle hanno potenziale opposto, positivo per la cella e negativo per il vetro [17] (figure 4.11 e 4.12), e creano così un campo elettrico.

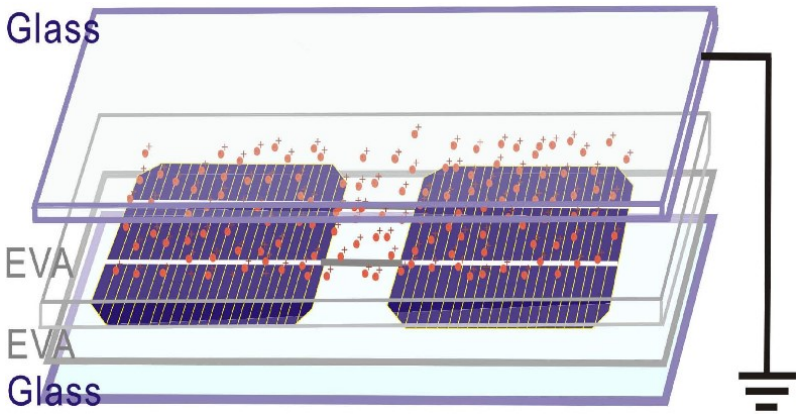


Figura 4.11 - Condizioni del modulo PV e degli ioni di argento in assenza di radiazione solare

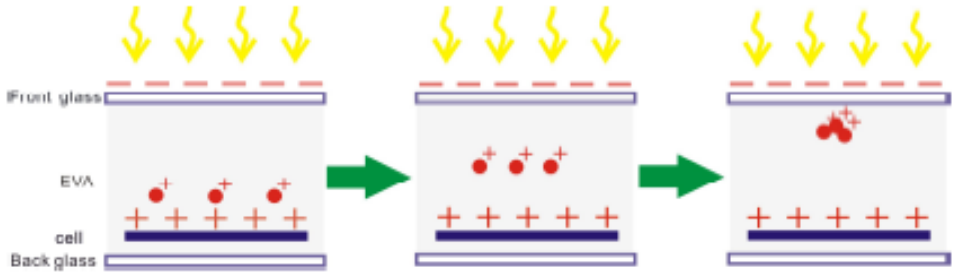


Figura 4.12 - Migrazione degli ioni di argento sotto l'effetto del campo elettrico

Gli ioni di argento, caricati positivamente, si allontaneranno dal polo positivo (matrice di celle) e verranno attratti dal polo negativo (vetro). Così facendo attraverseranno l'incapsulante (EVA) e reagiranno con l'acido acetico presente nell'EVA producendo acetato di argento.

4.5 Degradazione incapsulante

Come descritto precedentemente, oltre al backsheet anche **l'incapsulante** gioca un ruolo fondamentale per la formazione delle snail tracks.

Infatti, l'incapsulante, generalmente l'EVA, a causa delle temperature elevate di esercizio e delle radiazioni UV, degrada tramite delle reazioni, definite **reazioni di Norrish II** [17,12] producendo acido acetico (CH_3COOH).

L'acido acetico viene prodotto da processi di deacetificazione e di idrolisi dei monomeri vinilacetati [14]. I raggi UV, caratterizzati da molta energia, riescono a tagliare le lunghe catene polimeriche che caratterizzano l'EVA eliminando i legami tra elementi con molta differenza di elettronegatività, come rappresentato in figura 4.13.

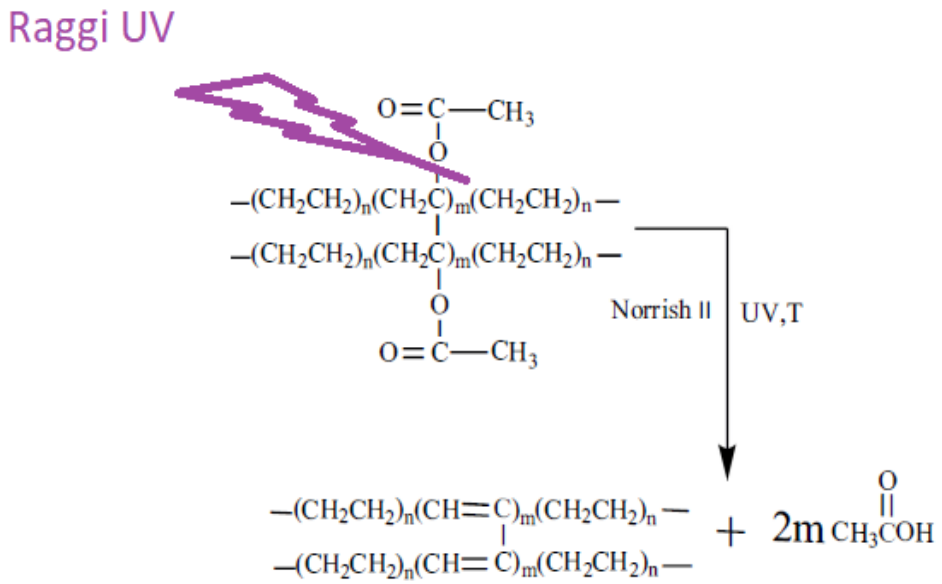


Figura 4.13 - Reazione di degradazione dell'incapsulante

L'acido acetico cosi prodotto reagisce alla presenza di composti contenenti Ag formando l'acetato di argento.

4.6 Acetato di Argento

A cause delle temperature elevate e dei raggi UV le particelle di argento, principalmente composte da carbonato di argento (Ag_2CO_3) e fosfato di argento (Ag_3PO_4) reagisco con l'acido acetico, prodotto dalla degradazione dell'EVA, producendo **l'acetato di argento** secondo le reazioni [12,7,8,17,19]:

$$Ag_2CO_3 + CH_3COOH \rightarrow Ag(CH_3COO) + H_2CO_3$$

$$Ag_3PO_4 + CH_3COOH \rightarrow Ag(CH_3COO) + H_3PO_4$$

L'H_3PO_4, presente come prodotto di una delle due reazioni di acetato di argento, rappresenta un forte acido ossidante che degrada il polimero, presentando spesso fenomeni di ingiallimento dell'EVA. L'acetato di argento è sensibile alla luce e a causa di essa cambia colore passando dal colore bianco, caratteristico dei fingers d'argento, al colore scuro caratteristico delle snail tracks [8]. La particolare forma di queste macchie è principalmente concentrata in corrispondenza delle micro cricche presenti nelle celle all'interno dell'incapsulante poiché la

degradazione dei fingers e il relativo rilascio degli ioni Ag^+ avverrà solo in zone dove tali crepe sono situate [12,8].

Alla luce della descrizione del fenomeno, possiamo infine indicare le principali criticità che concorrono alla formazione delle snail trails nel pannello fotovoltaico:

1) le proprietà di permeabilità al vapore acqueo, alla CO_2 e all'ossigeno del backsheet;
2) la presenza di microfratture nella cella;
3) la composizione chimica dell'incapsulante e gli additivi presenti al suo interno.

Intervenendo su di essi sarà possibile eliminare o ridurre la formazione di snail tracks.

In particolare, intervenire sulla presenza di **microfratture** permette di aumentare l'affidabilità e l'efficienza del pannello fotovoltaico perché la loro presenza aumenta la resistenza equivalente della serie di celle, riducendo la potenza prodotta. Inoltre, se le cricche sono numerose si può rischiare di isolare celle, o parte di esse, a causa della separazione dai fingers e dai bus bar rendendo impossibile la conversione di radiazione incidente, nell'area isolata, in elettricità favorendo invece la conversione in calore. L'area di cella isolata in questo modo non si comporta da generatore di corrente ma bensì da dissipatore e, se non si interviene in tempo, ciò potrebbe portare alla formazione del difetto conosciuto come **hotspot**.

Eliminando o riducendo le microfratture che fungono da percorso di diffusione per CO_2, ossigeno e H_2O, si ridurrebbe notevolmente il fenomeno corrosivo dei fingers e quindi la formazione di snail trails [6]. È importante precisare che non tutte le cricche presenti sui pannelli sono imputabili a una cattiva gestione del trasporto o dell'installazione, ma possono formarsi anche durante il processo di produzione del pannello, a causa delle vibrazioni meccaniche, o durante l'esercizio, a causa di carichi concentrati di natura ambientale/metereologica. L'**aumento dello spessore dello strato di silicio** potrebbe rappresentare una valida alternativa per il miglioramento delle prestazioni meccaniche. Anche **intervenire sulla composizione dell'EVA** risulterebbe molto efficace poiché cambiando i reagenti di cui è formato il polimero, sarebbe impossibile produrre aceto acetico. Come abbiamo visto in questo capitolo, l'aceto acetico risulta fondamentale per la produzione di snail trails, infatti come è stato dimostrato in diversi esperimenti, l'uso di altri incapsulanti come POE (Poliossietilene) o Ionomer non produce snail trails [12,8].

Infine, intervenendo sulle **proprietà diffusive del backsheet** si eviterebbe che ossigeno, umidità e CO_2 riescano ad entrare all'interno del pannello e innescare la catena di reazioni che porta alla formazione del difetto [12].

5. Prestazioni elettriche, strumenti e misure

Lo studio delle prestazioni elettriche dei pannelli affetti dal fenomeno delle snail tracks risulta essere fondamentale per poter capire come tale fenomeno impatti sulla producibilità di energia elettrica. Ciò è stato fatto al fine di poter equiparare i dati ottenuti da prove sperimentali con quelli dei pannelli non affetti dal difetto e caratterizzati dai dati di targa misurati e garantiti dal produttore. Il datasheet completo del modello di pannello analizzato è stato riportato in appendice.

Nei paragrafi successivi verranno descritte nel dettaglio le modalità di acquisizione dei dati utilizzate per testare elettricamente i moduli fotovoltaici presi in esame, concentrandosi anche sulla descrizione degli strumenti utilizzati. Come descritto nel capitolo 3, dall'impianto fotovoltaico sono stati prelevati **5 moduli affetti in proporzioni differenti dal fenomeno di snail tracks**. Per ogni modulo sono state effettuate due differenti tipologie di test: la prima in laboratorio indoor, tramite l'utilizzo di un simulatore solare, la seconda in condizioni di normale funzionamento outdoor, sotto determinate condizioni ambientali descritte successivamente. Ogni modulo è caratterizzato da un codice seriale che lo identifica in modo univoco e rende possibile il confronto tra le diverse prove effettuate. Principalmente si focalizzerà l'attenzione sulle caratteristiche di tensione, corrente e potenza, ricavate sperimentalmente, per poterle confrontare con quelle proposte dal produttore.

5.1 Prova outdoor

La **prova outdoor** è stata effettuata sul tetto del dipartimento di Ingegneria Elettrica del Politecnico di Torino che, in presenza di condizioni metereologiche favorevoli, gode di un ottimo irraggiamento. Le misurazioni sono state effettuate in due giorni diversi dello stesso mese (17/05/18 e 24/05/18) in condizioni metereologiche simili: stabili e favorevoli, al fine di non intaccare l'affidabilità delle misure.

Per ricavare la curva di funzionamento del modulo è stato utilizzato il **metodo dinamico di carica di un condensatore**, descritto nel paragrafo successivo. Questa prova, a differenza di quella indoor, non fornisce curve in condizioni STC quindi è stata necessaria un'ulteriore fase di elaborazione dati per riportare i valori nelle condizioni normalizzate al fine di poterli confrontare sia con le caratteristiche di funzionamento ottenute in laboratorio sia con i dati di targa presenti nel datasheet. L'acquisizione dei dati è stata effettuata riferendosi alle direttive presenti nella norma CEI 82-1.

5.1.1 Metodologia utilizzata

Lo studio della caratteristica corrente-tensione I (U) è il metodo più immediato per analizzare la qualità delle prestazioni del modulo fotovoltaico preso in esame. L'acquisizione di tale curva è effettuata utilizzando il circuito rappresentato in figura 5.1, il quale sfrutta il transitorio di carica di un condensatore e permette di ottenere la caratteristica dinamica del modulo in un'unica scansione senza l'utilizzo di un carico elettrico [22].

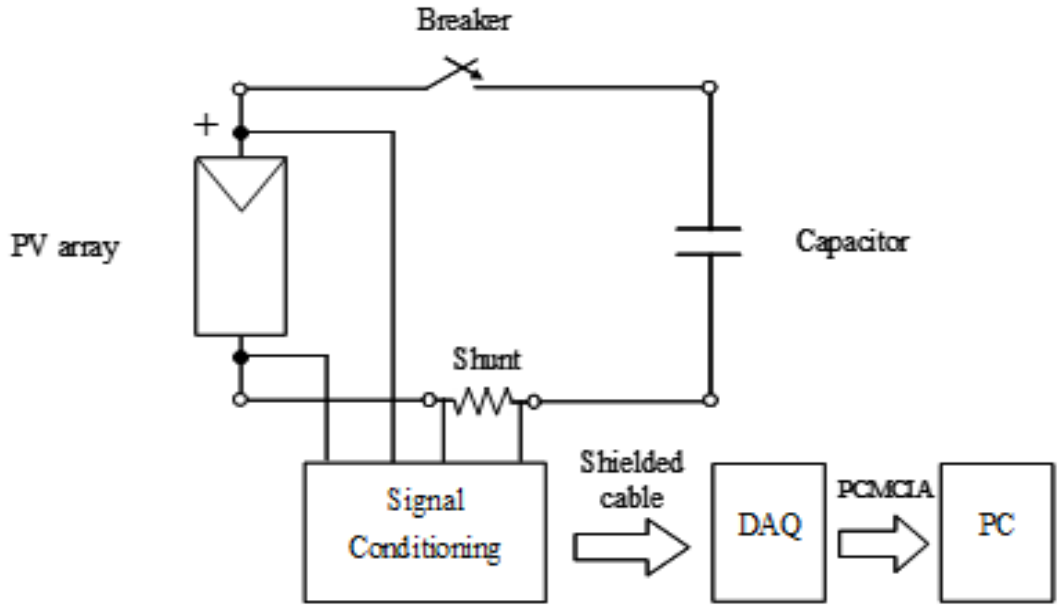


Figura 5.1 - Schema a blocchi del metodo dinamico di carica di un condensatore

Inizialmente il condensatore è scarico quindi, nell'istante di chiusura dell'interruttore (breaker), il generatore fotovoltaico lavora in condizioni di cortocircuito. Durante il transitorio di carica si esegue la rilevazione continua di tutta la caratteristica di funzionamento fino alla sua completa carica, in quest'ultimo caso il generatore fotovoltaico lavora in condizioni di circuito aperto. Ciò è testimoniato dalla figura 5.2 dove si può osservare che nell'istante di chiusura del circuito, quindi circa al tempo 0, si ha un picco di corrente (curva rossa) mentre a transitorio estinto tale valore torna ad essere nullo, condizione tipica del circuito aperto.

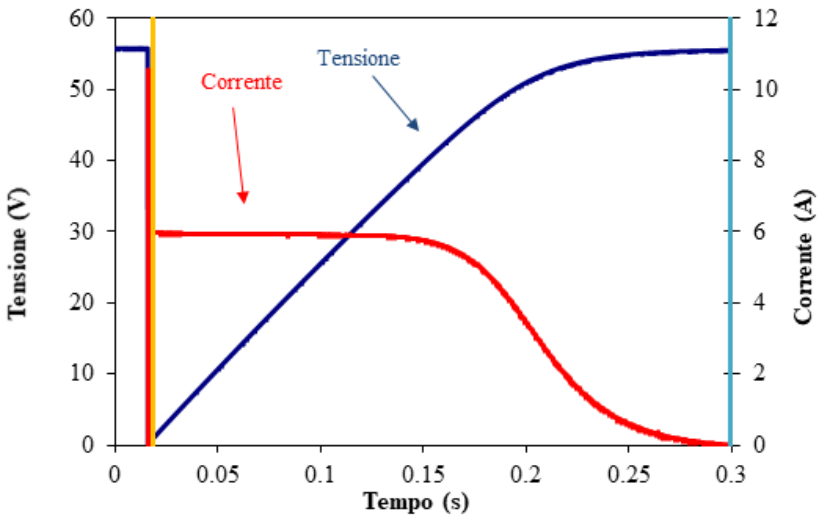


Figura 5.2 - Transitorio di corrente e di tensione durante il processo di carica del condensatore

Durante il transitorio di carica del condensatore vengono registrati i dati di tensioni V e di corrente I tramite delle sonde descritte nel paragrafo successivo. I dati registrati sono:

- Corrente
- Tensione
- Tempo di campionamento

La normativa CEI 82-1 prevede che la scansione duri tra i 20 e i 100 ms in modo da ridurre al minimo l'influenza che possibili variazioni ambientali esterne, come irradianza (G) e temperatura ambiente (T_a), possano influire sulle prove durante l'intervallo di test. Al fine di evitare ciò, durante ogni prova si ci è assicurato che le condizioni di esercizio fossero costanti, infatti tramite opportuni strumenti, descritti in seguito, sono state costantemente monitorate e registrati i valori di:

- Irradianza (G)
- Temperatura ambiente (T_a)
- Temperatura cella (T_c)

La capacità del condensatore utilizzato è stata scelta in maniera opportuna: una capacità troppo ridotta porterebbe a misurazioni non corrette poiché potrebbe essere dello stesso ordine della capacità parassita della giunzione P-n, mentre una capacità troppo elevata porterebbe a un transitorio troppo lungo e più facilmente soggetto alle variazioni delle condizioni di esercizio [22]. È molto importante precisare che le caratteristiche I-V di un pannello fotovoltaico non sono la replica esatta in scala ampliata di una cella poiché la presenza di diodi di serie, di connessioni non perfette e del fenomeno di mismatch possono influire su di esse modificandone alcune parti [22].

5.1.2 Strumenti

Gli strumenti utilizzati durante l'acquisizione dati e mostrati in figura 5.3 sono:

- PC portatile
- Scheda di acquisizione dati multifunzionale National Instruments NI USB-6251
- Cavi di connessione
- N. 2 misuratori di irradianza
- N. 2 sonde di corrente ad affetto Hall (Modello PR30)
- N. 1 sonda differenziale di tensione
- N. 1 condensatore
- N. 2 termometri digitali
- Software realizzato in ambiente LABVIEW

Figura 5.3 - Strumentazione utilizzata per analisi delle prestazioni di un modulo fotovoltaico

Misuratori di irradianza

L'irradianza è definita come la potenza totale che una sorgente irradia nello spazio e che investe un'area di valore unitario. In bibliografia viene indicata generalmente con G ed è misurata in W/m^2. Essa è funzione di molteplici fattori quali:

- Località di riferimento (longitudine e latitudine)
- Condizioni metereologiche
- Periodo temporale di misurazione (mese e momento della giornata).

Poiché essa influenza in maniera diretta le prestazioni della cella, e quindi del pannello, risulta di fondamentale importanza misurare il valore di irradianza contemporaneamente alla caratterizzazione della curva I-V del pannello. Tale misurazione è avvenuta tramite due strumenti che si basano su principi diversi, cella tarata e piranometro. In assenza di scarti elevati tra le due misurazioni si è assunto come valore di irradianza la media aritmetica, per scarti maggiori di 15 W/m^2 si è preferito utilizzare il valore misurato dal piranometro.

Cella tarata

La **cella fotovoltaica tarata**, utilizzata per la misurazione dell'irradianza, è un sensore tarato che fornisce in output un segnale di tensione (mV) proporzionale all'irradianza. Tale strumento si basa sull'effetto fotovoltaico, lo stesso della cella, e sfrutta solamente la radiazione diretta. Nella figura 5.4 è rappresentata la cella tarata utilizzata durante le misurazioni che presenta le seguenti caratteristiche:

- cella in silicio monocristallino (m-Si)
- riferibilità al Fraunhofer Istitut di Friburgo
- fattore di conversione 72,5 mV → 1000 W/m^2
- incertezza relativa di $\pm 2{,}5\%$

Figura 5.4 - Cella tarata

Piranometro

Il **piranometro**, strumento utilizzato per la misurazione dell'irradianza, è un solarimetro che a differenza della cella fotovoltaica sfrutta il principio della termopila. Tale effetto si basa sulla proprietà di alcuni metalli di generare una differenza di potenziale quando le estremità si trovano a temperature diverse. In un piranometro le giunzioni calde sono solitamente nere ed esposte al sole, mentre quelle fredde vengono mantenute a temperatura ambiente. La caratteristica principale di tali solarimetri è la possibilità di misurare un'ampia banda dello spettro solare (UV 290 nm a IR 2800 nm), rilevando la radiazione globale e non solo quella diretta. Lo strumento, rappresentato in figura 5.5, utilizzato durante le prove, presenta le seguenti caratteristiche:

- Modello Kipp & Zonen CMP11
- Fattore di conversione 10,78 mV→1000 W/m^2

Figura 5.5 - Piranometro

Confrontando i due strumenti risulta più preciso il piranometro ma, a differenza della cella, la misurazione non risulta immediata poiché sfruttando un effetto termico il tempo di risposta è più lungo nell'ordine di qualche secondo. Al fine di effettuare una misurazione più precisa, quindi, risulta fondamentale che le condizioni ambientali siano più costanti possibile in modo da evitare che il piranometro riporti un valore di irradianza non realmente presente.

Misuratori di temperatura

Le temperature valutate durante la scansione della caratteristica elettrica del pannello sono la **temperatura dell'aria** e la **temperatura di cella**. Esse sono state valutate con due termometri differenti in quanto il termometro per la misurazione della temperatura di cella necessita che il sensore sia posto sul retro del modulo a contatto con il backsheet. Il monitoraggio della temperatura di cella risulta un'informazione fondamentale sulle condizioni di funzionamento poiché le misurazioni effettuate venivano eseguite soltanto qualora la T_c risultasse costante e quindi il pannello fosse in condizione di equilibrio termico.

Condensatore

Il circuito, per caricare e scaricare il **condensatore**, composto da un interruttore, un resistore di 47 Ω per la scarica e 4 condensatori con capacità complessiva di 10 μF, è stato inserito all'interno di una scatola (figura 5.6 a). Tale capacità ci permette di alleggerire la fase di acquisizione dati rendendoli meno dipendenti dalle variazioni delle condizioni ambientali. Al termine della misurazione, il condensatore risulta carico e l'interruttore viene switchato in modo da isolarlo dal pannello e collegarlo con il resistore in modo che esso dissipi l'energia immagazzinata dal condensatore. Conclusa la fase di scarica il condensatore è pronto per una nuova misurazione.

In figura 5.6 b è rappresentato un dettaglio in cui è rappresentato il circuito di scarico del condensatore.

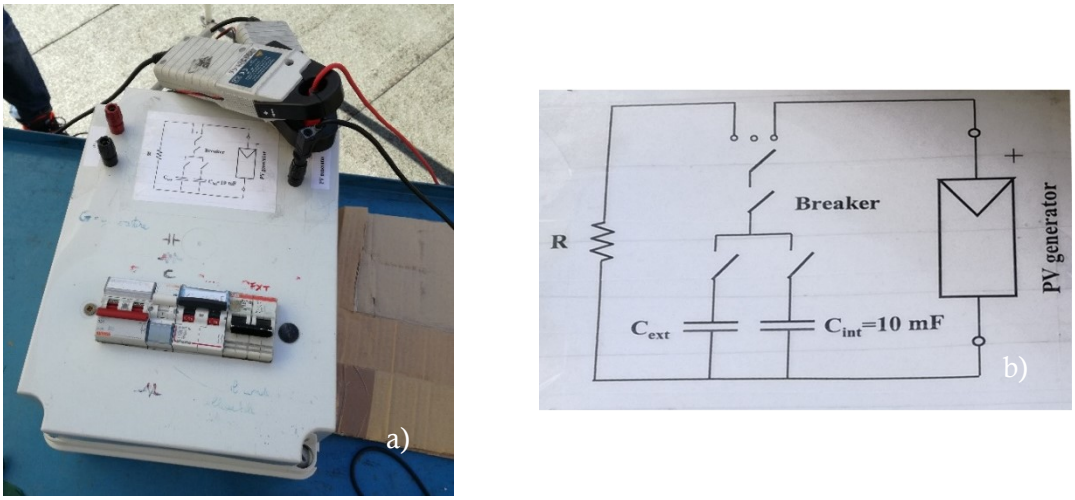


Figura 5.6 - a) Circuito di carica e scarica del condensatore, b) particolare con schema del circuito

Oscilloscopio digitale

L'oscilloscopio digitale permette di visualizzare in tempo reale i dati delle forme d'onda dei due segnali analogici acquisiti in ingresso dallo strumento e di memorizzarli. Tale programma è stato realizzato in ambiente LabViEW che ci permette di visualizzare in un unico grafico le forme d'onde di corrente (I) e (V) effettuando un'acquisizione di tipo one shot da due canali analogici e successivamente anche di elaborarli. La rielaborazione dei dati è necessaria poiché la caratteristica di funzionamento fa riferimento ai valori di irradianza e di temperatura ambienti presenti durante la prova mentre il confronto con altri dati deve avvenire in condizione di funzionamento normalizzate STC come riportato in normativa. Uno screenshot della schermata dell'oscilloscopio digitale è rappresentato in figura 5.7

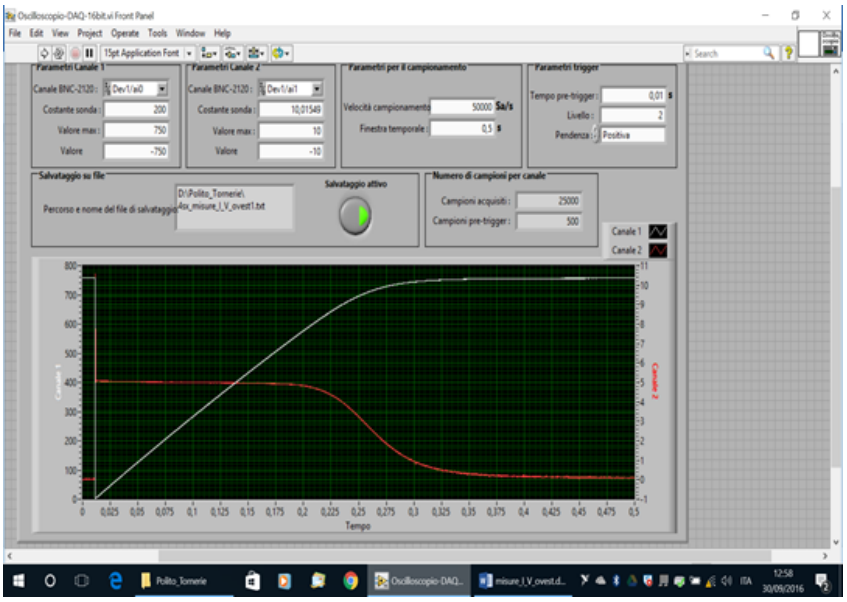


Figura 5.7 - Oscilloscopio digitale

Al fine di rendere possibile questa analisi dovranno essere forniti in input i seguenti dati:

- Costante sonda di corrente (canale 1): 2000
- Costante sonda di tensione (canale 2): 200
- Velocità di campionamento: 100 kSa/s
- Tempo totale di esecuzione del programma: 0.05s
- Trigger sulla corrente, per inizio acquisizione
- Tempo di pre-trigger, per analizzare le forme d'onda prima dell'evento di trigger: 5ms.

Dopo aver inserito i valori riportati sopra e inizializzato l'acquisizione dati, sullo schermo saranno visibili in un unico grafico, con due diverse scale, sia la curva di corrente che quella di tensione in funzione del tempo presente in asse x.

Pinze amperometriche

L'utilizzo delle **pinze amperometriche** serve per la rilevazione dell'intensità di corrente che attraversa un conduttore. Esse sfruttando l'effetto hall permettono tale misurazione senza che avvenga l'interruzione di corrente. Durante la misurazione sono state utilizzate due pinze amperometriche, come mostrato in figura 5.8, entrambe di modello Hioki 3285 Clamp on AC/DC HI Tester, sono caratterizzate dalle specifiche tecniche illustrate in tabella 5.1:

Tabella 5.1 - Caratteristiche tecniche delle pinze amperometriche

Gamma di corrente	da 0 a 30 A di picco
Precisione totale c.c.	±1 % della lettura ±2mA
Capacità di sovraccarico	500A
Risoluzione	±1mA
Sensibilità di uscita	100mV/A
Gamma di frequenza (-1 dB)	da c.c. a 100kHz
di/dt seguente	20A/μ s
Tempo di risposta	Inferiore a 1μ s
Livello disturbi in uscita	Tipicamente 200μ V_{eff}
Coefficiente di temperatura	±0,01 % della lettura/°C
Temperatura di funzionamento	da 0°C a +50°C
Durata batteria (PP3 alcalina)	30 ore tip.
Dimensione max. conduttori	Ø 19mm
Peso	250g

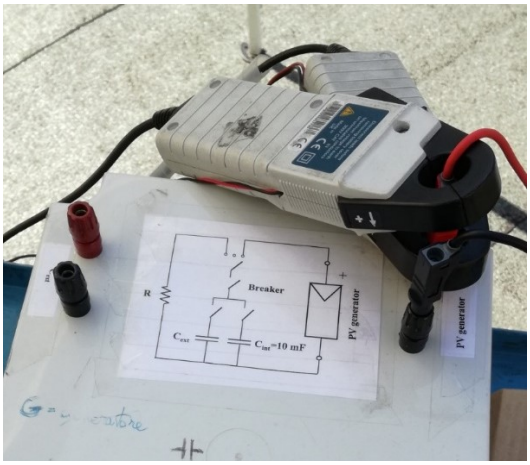


Figura 5.8 - Pinze amperometriche utilizzate durante le misurazioni elettriche

Entrambe agganciate allo stesso cavo, svolgono due funzioni differenti: la prima è utilizzata per misurare la corrente effettiva che attraversa il circuito, la seconda è impostata in modo da rilevare il segnale di corrente dopo un determinato livello di soglia definito "**trigger**". La pinza adatta alla misurazione della corrente di "trigger" rileva il valore della corrente all'inizio della carica del condensatore, quindi nell'istante di chiusura dell'interruttore, in figura 5.9 è rappresentato un transitorio di carica del condensatore e l'individuazione del relativo segnale di trigger. Tramite un particolare settaggio dell'oscilloscopio digitale sarà possibile avviare la fase di acquisizione dei dati che inizierà solo dopo la fase di trigger. Ricapitolando, una pinza rileva il segnale di partenza per l'avvio della misurazione e l'altra acquisisce realmente il valore della corrente.

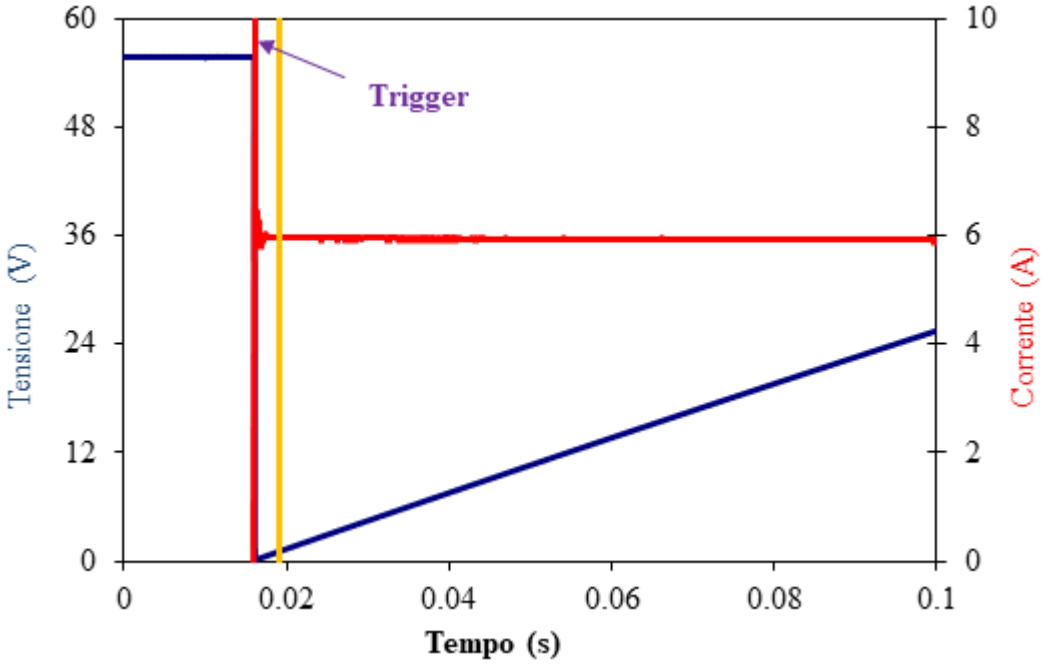


Figura 5.9 - Individuazione fase di trigger durante il transitorio di carica del condensatore

Sonda differenziale di tensione

La **sonda differenziale** è utilizzata per la rilevazione della tensione. Tale rilevazione avviene durante la finestra temporale di acquisizione dei dati, quindi durante tutto il transitorio di carica del condensatore a partire dal segnale di trigger. Soltanto la valutazione della tensione a vuoto viene misurata precedentemente all'acquisizione dei dati, nella fase definita di pre-trigger. Di seguito, in tabella 5.2, sono riportate le specifiche dello strumento utilizzato.

Tabella 5.2 - Caratteristiche tecniche della sonda differenziale

Rapporti di attenuazione	20:1 e 200:1
Larghezza di banda (1 MΩ , 50 pF)	20 MHz
Tempo di salita	$20X : 17.5\ ns$ $20X : 175\ ns$
Incertezza relativa	± 2,5%
Impedenza di ingresso	$10\ M\Omega, 5\ pF$
Impedenza di uscita	50 Ω

Figura 5.10 - Sonda differenziale

Scheda acquisizione

La **scheda di acquisizione NI USB-6251 BNC** è un modulo DAQ di acquisizione dati multifunzione M Series USB a prestazioni avanzate, ottimizzato al fine di ottenere maggiore accuratezza a frequenze di campionamento elevate.

Figura 5.11 - Scheda di acquisizione

Questo dispositivo è caratterizzato da:

- N. 8 ingressi analogici BNC differenziali (16-bit)
- N. 2 uscite analogiche BNC (16 bit, 2,8 MS/s), 24 digital I/O, contatori a 32 bit
- NI Signal Streaming per trasferimento dati a velocità elevata tramite USB
- Compatibilità con LabVIEW, ANSI C/C++, C# e Visual Basic 6.0
- NI-DAQmx driver software
- Software data-logging interattivo NI SignalExpress.

5.2 Prova indoor

La **prova indoor** è stata effettuata presso lo stabilimento di Solbian Energie Alternative s.r.l. di Avigliana (TO), tramite l'utilizzo di un **simulatore solare** che permette di simulare le condizioni STC e di ricevere in output i risultati già conformi alla normativa. Esso è composto principalmente da una **lampada** in grado di emanare una densità di potenza di 1000 W/m^2, rappresentata in figura 5.12 a e una **camera oscura** per eliminare interferenze luminose esterne. La camera oscura è dimensionata in modo da permettere alla lampada di avere un cono di luce tale da coprire omogeneamente il pannello analizzato, figura 5.12 b.

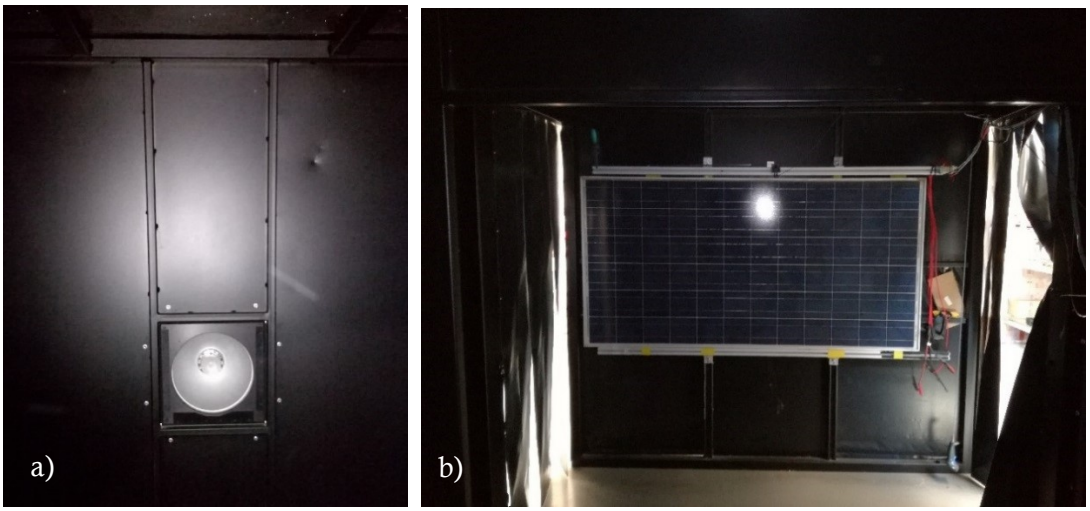


Figura 5.12 - Test indoor: a) simulatore solare b) pannello all'interno della camera oscura

Lo strumento utilizzato permette un'analisi ad alta precisione grazie alla modalità multiflash, prettamente utilizzata per moduli ad alta efficienza (come i SunPower). Ogni flash identifica un punto caratterizzato da un determinato valore di I e V e dalla loro interpolazione otteniamo la caratteristica completa del modulo. Il programma per gestire la simulazione, screenshot in figura 5.13, fornito dall'azienda produttrice del simulatore, prima della fase di flashing necessita di alcuni input, parte dei quali possono essere estratti direttamente dal datasheet del pannello:

- Area pannello (19374 cm^2)
- Area cella (243.36 cm^2)
- Numero celle (72 celle)
- Irradianza (1 Suns)
- Temperatura (25 °C)
- Resistivity (1,8 Ω/cm)
- Thickness (0.02 cm)

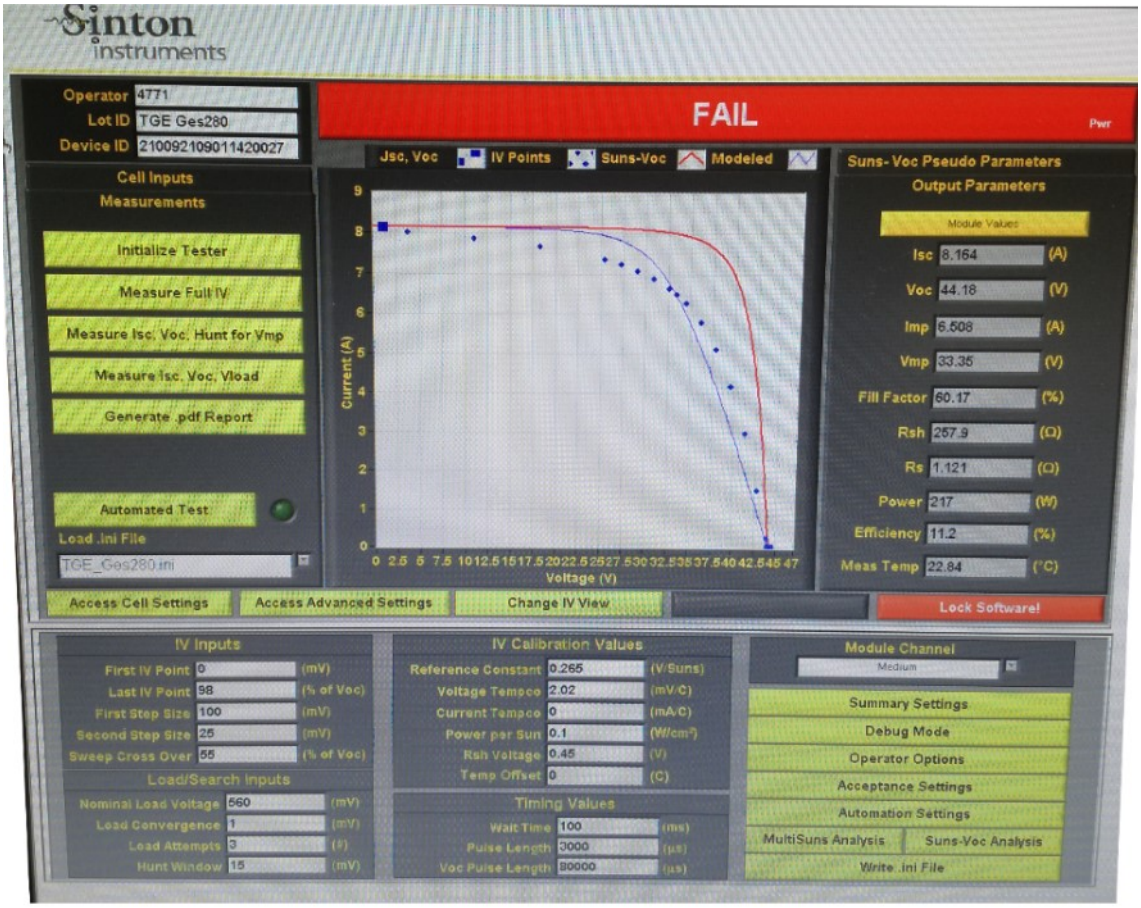


Figura 5.13 - Schermata del programma utilizzato per la gestione del generatore solare

Nella figura 5.14 è rappresentato il file in output ottenuto dal test di uno dei cinque pannelli. Come possiamo vedere al suo interno, oltre alla curva azzurra ricavata dall'interpolazione di 17 punti ottenuti dai rispettivi flash, è presente una curva rossa, che è la curva teorica che il sistema elabora basandosi principalmente sui dati di tensione a vuoto e corrente di cortocircuito.

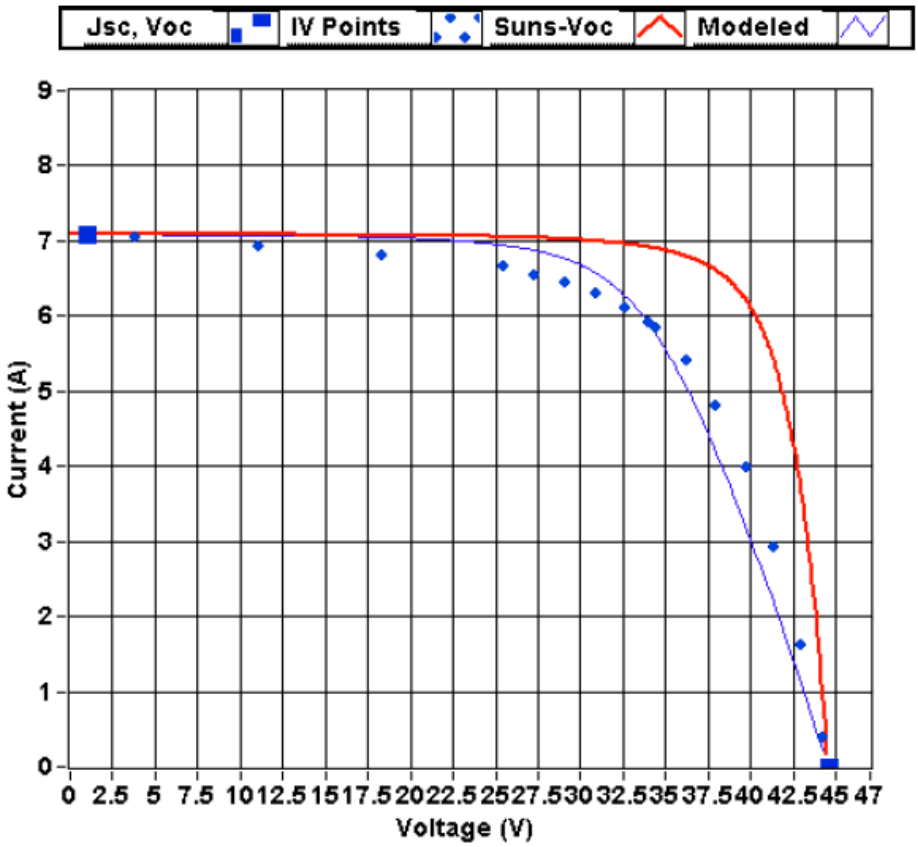


Figura 5.14 - Caratteristica elettrica di un pannello FV testato indoor

Le principali specifiche dello strumento sono:

- range di corrente 0 – 10 A
- range di tensione 0 – 100 V
- range di intensità 0 – 1.3 suns (1 sun in questo caso equivarrebbe a 1000 W/m^2
- classe AAA

In output oltre alle curve I-V vengono forniti anche i seguenti valori:

- Corrente di corto-circuito (I_{sc})
- Tensione a vuoto (V_{oc})
- Corrente di massima potenza (I_{mp})
- Tensione di massima potenza (V_{mp})
- Fill Factor (FF)
- Resistenza di paralleo (R_{sh})
- Resistenza di serie (R_s)
- Power max (P)
- Efficienza (η)

6. Elaborazione dati

In questo capitolo saranno presentate le elaborazioni dei dati acquisiti durante le prove di outdoor, in modo da aumentarne l'affidabilità e poterli confrontare con i dati del produttore.

6.1 Eliminazione dei disturbi presenti sulla misura di corrente

Come descritto nel capitolo 5, la misurazione della corrente tramite le due pinze amperometriche permette di misurare la corrente che transita nel conduttore a partire dal "segnale di trigger" che è direttamente misurato da una delle due pinze settata opportunamente. Mentre la misurazione delle grandezze elettriche avviene post segnale di trigger la memorizzazione di alcuni dati avviene anche precedentemente poiché nella fase pre-trigger viene valutata la tensione di cortocircuito.

In questa fase la corrente dovrebbe essere nulla ma in pratica ciò non avviene a causa di alcuni disturbi che hanno un valore diverso da 0. Tramite l'eliminazione di tali rumori (**offsett**), avvenuta post misurazione, si raggiungono gli stessi effetti prodotti da una perfetta taratura delle pinze amperometriche. Per l'eliminazione di tali disturbi si procede calcolando il valore medio della corrente non nulla nella fase di offset, successivamente sottratto alle misure acquisite dopo il segnale di trigger. Tale intervento viene visualizzato sul grafico come una traslazione verso l'alto o verso il basso in relazione al segno positivo o negativo del valor medio dei disturbi.

In figura 6.1 è rappresentato il grafico in cui è visibile la zona di offset e il tempo di fine disturbi

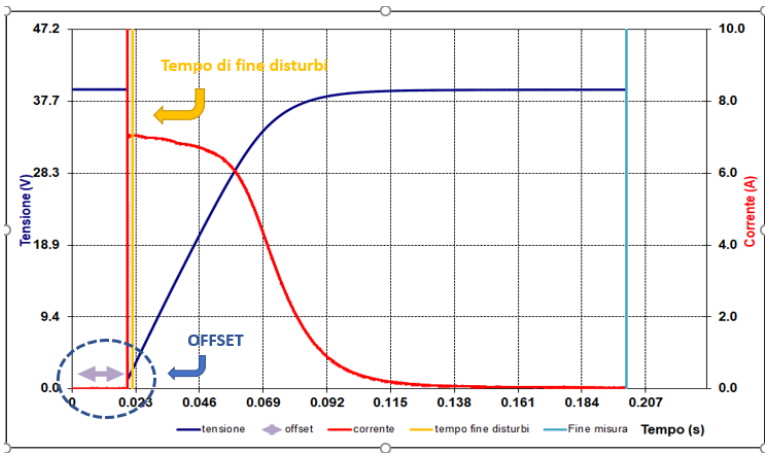


Figura 6.1 - Transitorio del modulo e individuazione dell'offset e del tempo di fine disturbi

6.2 Eliminazione dei disturbi da chiusura interruttore

Durante la chiusura del circuito, che avviene tramite un interruttore, i contatti elettrici si avvicinano e a causa di una non perfetta sincronizzazione può formarsi un **arco elettrico**. Ciò può portare a dei disturbi sul segnale di tensione che è necessario eliminare al fine di rendere la misurazione più affidabile evitando una maggiore dispersione di valori.

In figura 6.2 possiamo vedere un disturbo sulla misura di tensione presente nella curva V-s.

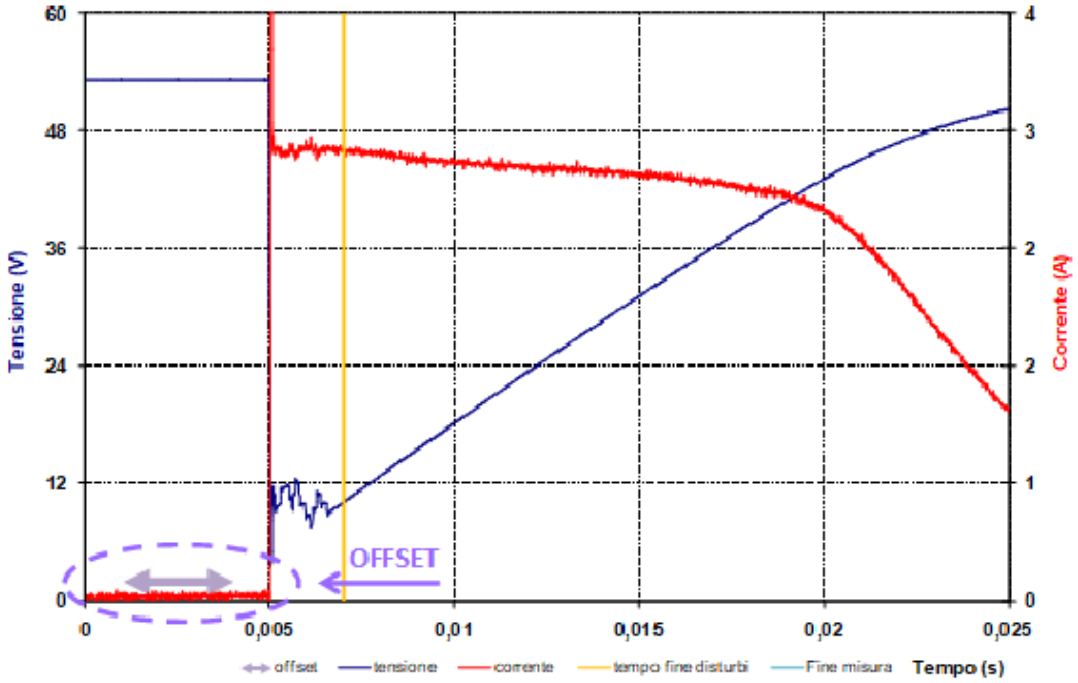


Figura 6.2 - Transitorio del modulo e disturbi sulla misura di tensione (curva blu)

6.2.1 Riporto alle condizioni STC secondo la norma CEI 82-5

Dopo aver ripulito i dati ottenuti dalle misurazioni si possono ottenere le curve di tensione, corrente e potenza relative alle prove effettuate. Poiché tali dati si riferiscono alle condizioni sperimentali si è provveduto a riportarle alle condizioni STC secondo la normativa CEI 82-5.

In generale il passaggio a condizioni STC si presenta come una traslazione verso l'alto e verso destra delle curve in funzione dell'aumento di irradianza (G) e riduzione della temperatura di cella (T_c) rispetto alle condizioni sperimentali. Infatti, la traslazione verso l'alto può essere

tradotta come un aumento di corrente dovuto principalmente all'aumento di G, mentre la traslazione verso destra può essere tradotta come un aumento di tensione dovuto alle condizioni della cella che lavora a temperature più basse e quindi in condizioni più efficienti.

Partendo dalle caratteristiche ottenute sperimentalmente si possono ricavare le stesse caratteristiche in condizioni normalizzate. Il metodo utilizzato si basa sull'utilizzo di due equazioni:

$$I_{corr} = I_{mis} + I_{sc(mis)}\left(\frac{G_{STC}}{G_{mis}} - 1\right) + \alpha\left(T_{STC} - T_{intfunz}\right) \qquad (6.1)$$

$$U_{corr} = U_{mis} - R_s(I_{corr} - I_{mis}) - KI_{corr}\left(T_{STC} - T_{intfunz}\right) + \beta\left(T_{STC} - T_{intfunz}\right) \qquad (6.2)$$

dove:

- I_{mis} e U_{mis} sono le coordinate della caratteristica misurata
- I_{corr} e U_{corr} sono le coordinate della caratteristica in condizione STC
- G_{mis} è il valore dell'irradianza misurata in outdoor
- $T_{intfunz}$ è la temperatura interna del campione in prova
- $I_{sc(mis)}$ è la corrente di corto circuito misurata del campione in prova
- G_{STC} e T_{STC} rispettivamente i valori di irradianza e temperatura nelle condizioni normalizzate
- I coefficienti di temperatura α e β sono rispettivamente i coefficienti di corrente e tensione del campione in prova
- R_s è la resistenza serie interna del campione in prova
- K è il fattore di correzione della curva.

Al fine di ottenere la curva in condizione normalizzate è necessario determinare la temperatura interna di funzionamento, indicata come $T_{intfunz}$. Tale temperatura risulta essere davvero difficile da misurare in maniera diretta tramite i classici strumenti poiché fattori come una non omogenea conduttività termica dei materiali che compongono il pannello e l'inaccessibilità diretta alle celle solari inficiano tale misura. Secondo le direttive della normativa è consigliabile stimare tale temperatura interna tramite una dei due metodi che la stessa normativa propone, essi sono:

- Metodo della temperatura nominale di funzionamento della cella (NOCT)
- Metodo della tensione a circuito aperto V_{oc} (CEI 82-10)

6.2.2 Metodo NOCT

La **temperatura di normale funzionamento della cella (NOCT)** è il valore di temperatura di equilibrio della cella alle seguenti condizioni:

- Circuito aperto
- Irradianza 800 W/m^2
- Velocità vento 1 m/s
- Temperatura ambiente 20 °C

Partendo dalla **NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)** che viene fornita dal costruttore all'interno del datasheet, dalla temperatura ambiente e dall'irradianza misurate sperimentalmente, è possibile ottenere la temperatura interna di funzionamento tramite la seguente formula:

$$T_{intfunz} = T_a + \frac{NOCT - 20}{0{,}8} * G_{mis} \qquad (6.3)$$

Il costruttore fornisce il valore di NOCT con una determinata incertezza relativa perciò anche la precisione della temperatura interna di funzionamento trovata risulta legata a tale incertezza.

6.2.3 Metodo della tensione a circuito aperto (CEI 82-10)

Il **metodo della tensione a circuito aperto**, proposto dalla normativa CEI 82-10, si basa sul concetto che la tensione a circuito aperto è funzione della temperatura. Conoscendo la tensione a vuoto nelle condizioni normalizzate (STC) e il coefficiente di temperatura beta è possibile ricavare il valore della temperatura equivalente di cella. Entrambi i dati richiesti sono presenti all'interno del datasheet fornito dal produttore.

Questo metodo a differenza del precedente offre una maggior precisione purché l'irradianza rimanga al di sopra di 200 W/m^2 poiché il coefficiente beta al di sotto di un tale valore di G presenta variazioni troppo elevate. La maggior precisione della misurazione necessità però di un maggior numero di parametri come:

- Coefficiente di temperatura β della tensione a vuoto del dispositivo fotovoltaico
- Tensione a vuoto in condizioni STC
- Valori di tensione a vuoto $U_{oc(mis)}$ e di irradianza G_{mis} rilevati contemporaneamente.

Conoscendo questi parametri si può ricavare la **temperatura di cella equivalente (ETC)** tramite:

$$ETC = T_{intfunz} = \frac{(A_1 + A_2 * 273)}{1 - A_2} \qquad (6.4)$$

dove:

$$A_1 = T_{STC} + \frac{U_{ocSTC} - U_{ocmis}}{\beta} \qquad (6.5)$$

$$A_2 = \frac{\left(\frac{A * k}{q}\right) * n_s * \ln(\frac{G_{STC}}{G_{mis}})}{\beta} \qquad (6.6)$$

In cui:

- n_s = il numero di celle in serie del dispositivo
- A = il fattore di qualità del diodo
- k = la costante di Boltzmann ($1{,}38 \cdot 10^{-23} J/K$)
- q = la carica elementare dell'elettrone ($1{,}6 \cdot 10^{-19}\ C$).

Il temine A_1 tiene conto della dipendenza di V_{oc} dalla temperatura mentre il termine A_2 tiene conto della dipendenza della V_{oc} dall'irradianza. Dei due fattori, A_1 è molto più importante di A_2 poiché la dipendenza di V_{oc} dalla temperatura è molto maggiore rispetto alla dipendenza dall'irradianza.

6.2.4 Resistenza R_S

La **resistenza in serie R_s**, è ottenuta per interpolazione lineare dei dati acquisiti durante la misurazione. Per tale interpolazione però sono stati considerati solo i dati ottenuti in condizioni prossime alla V_{oc} e quindi in condizioni di basse correnti. Dal punto di vista grafico R_s è il valore inverso del coefficiente angolare della retta:

$$I = m * V + q \ (6.7)$$

Dove:

- m = coefficiente angolare della retta,
- q = intercetta della retta.

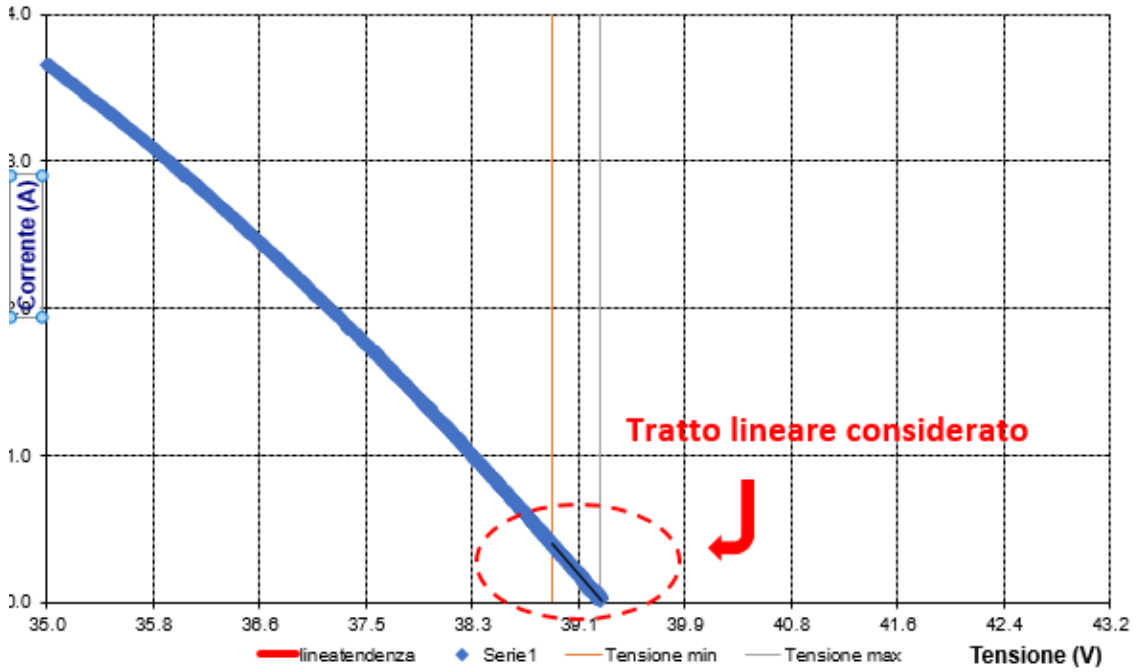


Figura 6.3 - Determinazione della resistenza R_S per il singolo modulo

Di seguito sono riportati i grafici che rappresentano le curve ottenute dalle misurazioni su ogni modulo. In ogni grafico è rappresentata la curva I-V e P-V alle condizioni sperimentali e quelle riportate in condizioni STC come previsto dalla normativa. Per ogni pannello sono rappresentati tre grafici, uno per ogni prova effettuata:

- Pannello 330017
- Pannello 420027
- Pannello 330057
- Pannello 370082
- Pannello 330302

Pannello 330017

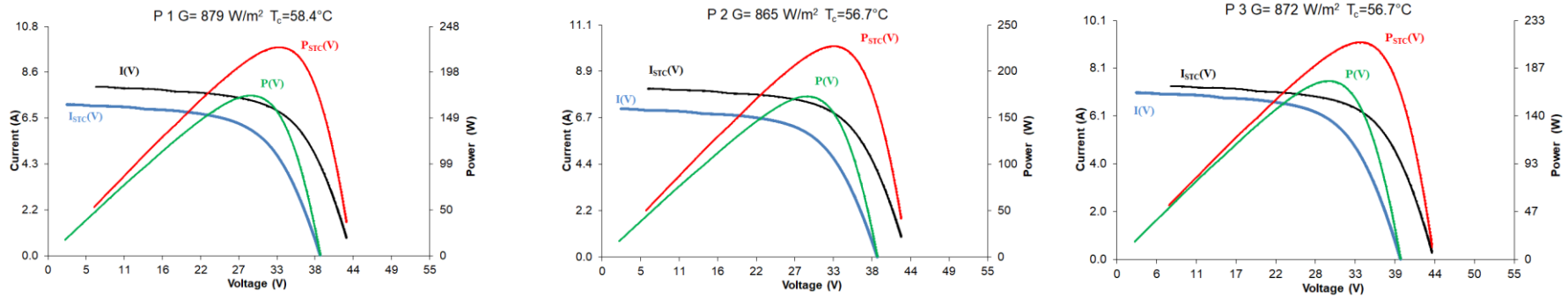


Grafico 6.1 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 330017

Pannello 420027

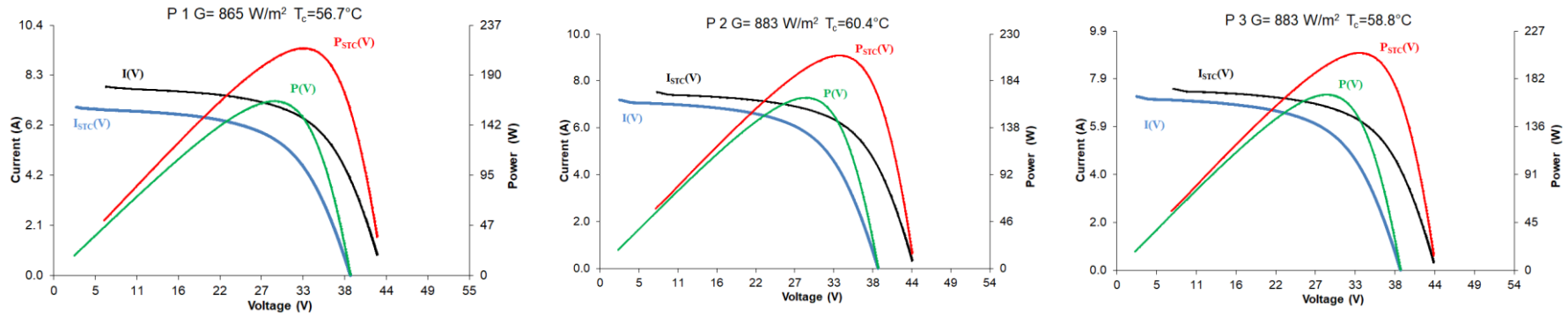


Grafico 6.2 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 420027

Pannello 330057

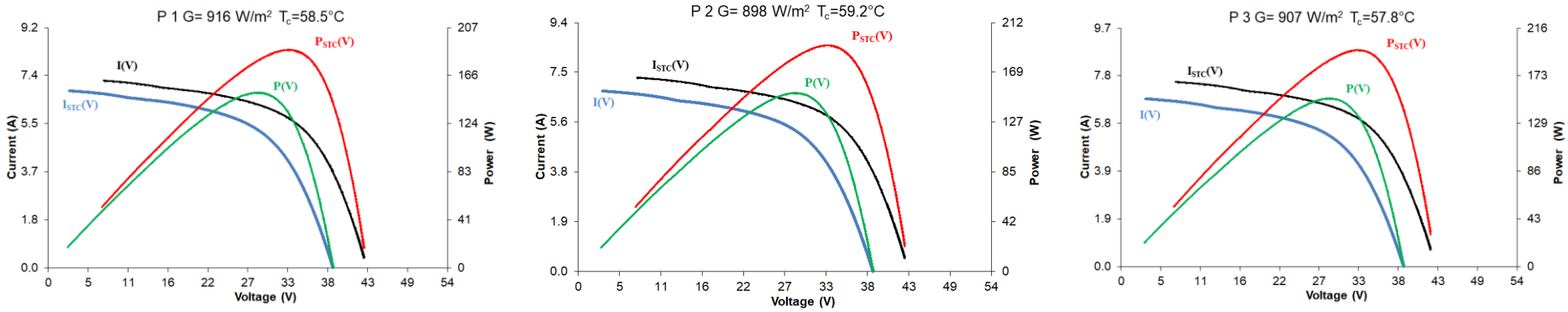


Grafico 6.3 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 330057

Pannello 370082

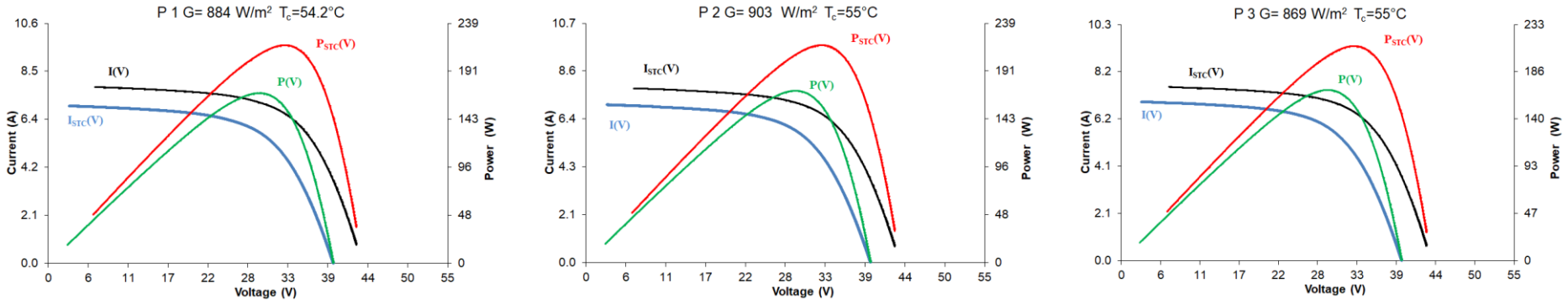


Grafico 6.4 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 370082

Pannello 330302

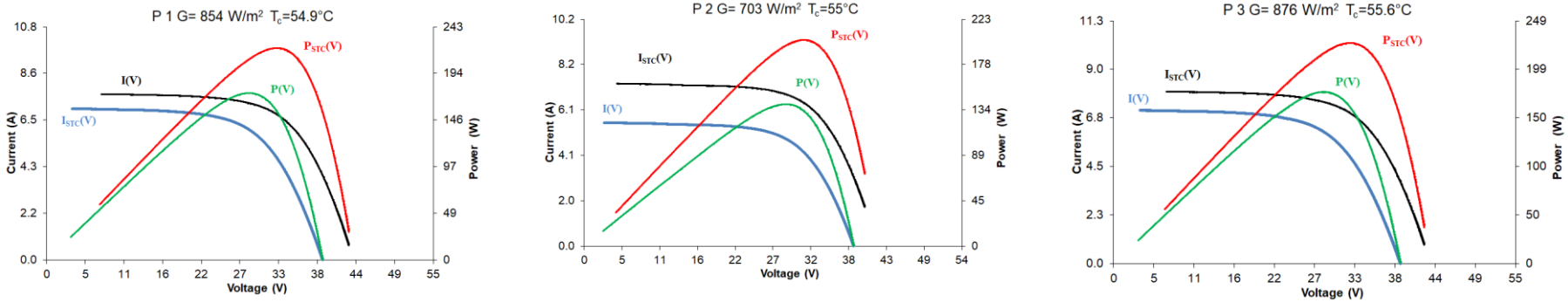


Grafico 6.5 - Curve I-V e P-V in condizioni sperimentali e STC del pannello 330302

In generale le caratteristiche rappresentate nelle diverse figure non presentano profili anomali tra le curve di corrente e potenza, ciò nonostante, come vedremo nel capitolo 7, tali dati non rientrano nel range dei valori forniti dal costruttore.

Confrontando i diversi grafici relativi al medesimo pannello, si possono osservare profili simili. Nei grafici del pannello 0302 però, si può notare una discrepanza tra i risultati della seconda prova rispetto alle altre due prove, ciò potrebbe portare a una riduzione dell'affidabilità della misurazione per l'eccessiva dispersione di valori. Comparando i dati dell'irradianza, misurata durante la sua caratterizzazione elettrica, se ne è registrata una riduzione repentina nella seconda prova attribuibile al passaggio di una nuvola che ha parzialmente coperto il pannello e gli strumenti per la misurazione dell'irradianza stessa provocando una minore produzione di elettricità come mostra il grafico. Ciò è causato dalla dipendenza che la corrente I ha da dall'irradianza G.

7. Risultati analisi sperimentale

In questo capitolo verranno presentati i risultati ottenuti tramite i test descritti nel capitolo 5. Essendo state effettuate due diverse tipologie di misurazioni, una in laboratorio (indoor) e una in condizioni sperimentali (outdoor), i dati in esse raccolte verranno confrontati separatamente con quelli forniti dal produttore e successivamente ne verrà valutata l'affidabilità tramite l'analisi degli scarti.

7.1 Risultati prova outdoor

I dati relativi alle prove outdoor sono stati corretti e riportati alle condizioni STC come descritto nel capitolo 6. Nelle tabelle 7.1, 7.2, 7.3, 7.4, e 7.5 verranno riportati i valori delle seguenti grandezze:

- T_a = temperatura ambiente [°C] con incertezza assoluta ± 0,2 °C
- G = irradianza [W/m^2] con incertezza assoluta ± 20 W/m^2
- P_{MAX} = massima potenza erogabile [kW] con incertezza relativa ± 1%
- V_{PMAX} = tensione corrispondente al punto di massima potenza [V]
- V_{OC} = tensione a vuoto [V] con incertezza relativa ± 0,1%
- I_{PMAX} = intensità di corrente corrispondente al punto di massima potenza [A]
- I_{SC} = corrente di corto circuito [A] con incertezza relativa ± 1%
- FF = Fill Factor [-], definito come rapporto tra la massima potenza e il prodotto tra V_{oc} e I_{sc} con incertezza relativa ± 1%

$$FF = \frac{I_{PMAX} \cdot V_{PMAX}}{I_{SC} \cdot V_{OC}}$$

- P_{MPP} = potenza massima del generatore FV in STC [kW] con incertezza sulla misura ± 4%, definita come:

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP}$$

- V_{MPP} = tensione corrispondente al punto di massima potenza in STC [V]
- I_{MPP} = corrente corrispondente al punto di massima potenza in STC [A]
- ΔP = differenza relativa fra la potenza dichiarata dal costruttore in condizioni STC e la potenza riportata in condizioni STC partendo da dati sperimentali [%]:

$$\%\,P = \frac{P_{cosrtuttore} - P_{misurata}}{P_{costruttore}} \cdot 100$$

- ΔI_{MPP} = differenza relativa fra l'intensità di corrente dichiarata dal costruttore in condizioni STC e l'intensità di corrente riportata in condizioni STC partendo da dati sperimentali [%]:

$$\% I = \frac{I_{SC\ cosrtuttore} - I_{SC\ misurata}}{I_{SC\ costruttore}} \cdot 100$$

- ΔV_{MPP} = differenza relativa fra la tensione dichiarata dal costruttore in condizioni STC e la tensione riportata in condizioni STC partendo da dati sperimentali [%]:

$$\% I = \frac{V_{OC\ cosrtuttore} - V_{OC\ misurata}}{V_{OC\ costruttore}} \cdot 100$$

- η = rendimento [%]
- T_c = temperatura della cella FV [°C], valutata come media aritmetica dei risultati ottenuti mediante la valutazione con il metodo NOCT e V_{OC}.

Tabella 7.1 - Dati pannello 330017 ottenuti con il test outdoor

Experimental conditions	**TEST #1**	**TEST #2**	**TEST #3**	**Average**	
T_a	27.10	26.00	25.80	26.30	**°C**
G	879.4	865.0	942.7	895.7	**W/m²**
T_c	54.58	53.03	55.26	54.29	**°C**
P_{max}	173.1	172.9	174.1	173.4	**W**
V_{Pmax}	29.14	29.08	29.44	29.22	**V**
V_{oc}	39.16	39.09	39.32	39.19	**V**
I_{Pmax}	5.940	5.945	5.913	5.933	**A**
I_{sc}	7.164	7.125	7.080	7.123	**A**
Fill Factor	0.617	0.621	0.625	0.62	**-**
Parameters at STC					
P_{mpp}	225.3	227.0	211.9	221.4	**W**
V_{mpp}	33.31	32.85	33.60	33.25	**V**
I_{mpp}	6.764	6.911	6.309	6.661	**A**
η	11.61%	11.70%	10.92%	11.41%	**-**
Deviation from datasheet					
ΔP	-9.53%	-8.93%	-4.30%	-20.92%	**-**
ΔI_{mpp}	-4.91%	-3.07%	-0.65%	-16.21%	**-**
ΔV_{mpp}	-5.37%	-6.68%	-4.55%	-5.53%	**-**

Tabella 7.2 - Dati pannello 420027 ottenuti con il test outdoor

Experimental conditions	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Average	
T_a	26.00	27.40	27.40	26.93	°C
G	875.3	937.3	937.3	916.6	W/m^2
T_c	53.35	56.69	56.69	55.58	°C
P_{max}	165.0	166.7	166.7	166.1	W
V_{Pmax}	29.12	28.76	28.76	28.88	V
V_{oc}	39.16	38.87	38.87	38.97	V
I_{Pmax}	5.666	5.795	5.795	5.752	A
I_{sc}	7.027	7.196	7.196	7.140	A
Fill Factor	0.60	0.60	0.60	0.60	-
Parameters at STC					
P_{mpp}	215.4	206.3	206.3	209.3	W
V_{mpp}	33.01	33.34	33.34	33.23	V
I_{mpp}	6.526	6.188	6.188	6.301	A
η	11.10%	10.63%	10.63%	10.79%	-
Deviation vs. datasheet					
ΔP	-23.07%	-26.33%	-26.33%	-25.24%	-
ΔI_{mpp}	-17.92%	-22.16%	-22.16%	-20.75%	-
ΔV_{mpp}	-6.22%	-5.29%	-5.29%	-5.60%	-

Tabella 7.3 - Dati pannello 330057 ottenuti con il test outdoor

Experimental conditions	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Average	
T_a	26.20	27.00	26.00	26.40	°C
G	927.59	913.58	893.21	911.5	W/m^2
T_c	55.19	55.55	53.91	54.88	°C
P_{max}	150.9	151.7	152.1	151.6	W
V_{Pmax}	28.33	28.44	28.38	28.38	V
V_{oc}	38.81	38.70	38.73	38.75	V
I_{Pmax}	5.325	5.334	5.360	5.340	A
I_{sc}	6.898	6.935	6.954	6.929	A
Fill Factor	0.56	0.57	0.56	0.56	-
Parameters at STC					
P_{mpp}	188.1	192.3	196.1	192.2	W
V_{mpp}	32.66	32.90	32.31	32.62	V
I_{mpp}	5.760	5.847	6.070	5.892	A
η	9.70%	9.91%	10.11%	9.91%	-
Deviation vs. datasheet					
ΔP	-32.81%	-31.31%	-29.95%	-31.36%	-
ΔI_{mpp}	-27.54%	-26.46%	-23.64%	-25.88%	-
ΔV_{mpp}	-7.22%	-6.55%	-8.20%	-7.32%	-

Tabella 7.4 - Dati pannello 370082 ottenuti con il test outdoor

Experimental conditions	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Average	
T_a	23.90	23.80	23.90	23.87	°C
G	878.7	891.3	899.1	889.7	W/m^2
T_c	51.36	51.65	52.00	51.67	°C
P_{max}	169.4	171.5	168.4	169.8	W
V_{Pmax}	29.36	28.97	28.91	29.08	V
V_{oc}	39.54	39.42	39.29	39.42	V
I_{Pmax}	5.770	5.921	5.826	5.839	A
I_{sc}	6.999	7.105	6.967	7.024	A
Fill Factor	0.6121	0.6124	0.6151	0.61	-
Parameters at STC					
P_{mpp}	217.1	217.3	211.8	215.4	W
V_{mpp}	32.89	32.57	32.87	32.78	V
I_{mpp}	6.603	6.671	6.444	6.573	A
η	11.19%	11.20%	10.91%	11.10%	-
Deviation from datasheet					
ΔP	-22.45%	-22.40%	-24.36%	-23.07%	-
ΔI_{mpp}	-16.94%	-16.09%	-18.94%	-17.33%	-
ΔV_{mpp}	-6.57%	-7.46%	-6.63%	-6.89%	-

Tabella 7.5 - Dati pannello 330302 ottenuti con il test outdoor

Experimental conditions	TEST #1	TEST #2	TEST #3	Average	
T_a	25.70	24.70	24.50	24.97	°C
G	895.4	748.5	876.4	840.1	W/m^2
T_c	53.68	48.09	51.89	51.22	°C
P_{max}	173.7	139.3	176.2	163.1	W
V_{Pmax}	28.73	28.88	28.64	28.75	V
V_{oc}	39.22	38.58	39.20	39.00	V
I_{Pmax}	6.047	4.824	6.152	5.675	A
I_{sc}	7.034	5.570	7.159	6.588	A
Fill Factor	0.63	0.65	0.63	0.64	-
Parameters at STC					
P_{mpp}	220.7	202.6	226.6	216.6	W
V_{mpp}	32.62	31.62	32.14	32.13	V
I_{mpp}	6.767	6.405	7.050	6.741	A
η	11.38%	10.44%	11.68%	11.16%	-
Deviation from datasheet					
ΔP	-21.17%	-27.66%	-19.07%	-22.64%	-
ΔI_{mpp}	-14.88%	-19.43%	-11.32%	-15.21%	-
ΔV_{mpp}	-7.34%	-10.17%	-8.69%	-8.73%	-

7.2 Dati prova indoor

La tabella 7.6 rappresenta i dati ricavati dalle prove in laboratorio. Tali dati risultano già essere riportati in condizioni STC.

Tabella 7.6 - Dati dei pannelli ottenuti con il test indoor

Parameters at STC						
Pannello	**420027**	**330057**	**330302**	**330017**	**370082**	
P_{mpp}	217.0	200.9	232.7	232.6	226.3	**W**
V_{mpp}	33.35	34.32	34.27	34.30	33.83	**V**
V_{oc}	44.18	44.53	44.54	44.80	44.68	**V**
I_{mpp}	6.510	5.860	6.790	6.780	6.690	**A**
I_{sc}	8.160	7.080	7.380	8.130	7.900	**A**
Fill Factor	0.60	0.64	0.71	0.64	0.64	-
η	11.20%	10.37%	12.01%	12.00%	11.68%	-

Mentre la tabella 7.7 riporta i principali dati forniti dal produttore.

Tabella 7.7 - Principali dati forniti dal produttore

Data from Datasheet		
P_n	280.0	**Wp**
V_{mpp}	35.20	**V**
V_{oc}	44.80	**V**
I_{mpp}	7.950	**A**
I_{sc}	8.330	**A**

In tabella 7.8 invece sono rappresentati gli scarti di potenza, corrente e tensione dei dati ottenuti indoor rispetto ai dati di targa.

Tabella 7.8 - Scarti di potenza tra i dati forniti dal produttore e i dati ottenuti dal test indoor

Deviation from datasheet					
Pannello	**420027**	**330057**	**330302**	**330017**	**370082**
ΔP	-22.49%	-28.24%	-16.91%	-16.94%	-19.18%
ΔI_{mpp}	-18.11%	-26.29%	-14.59%	-14.72%	-15.85%
ΔV_{mpp}	-5.26%	-2.50%	-2.64%	-2.56%	-3.89%

Gli scarti di potenza rilevati sono nell'ordine del 20%, non equamente ripartiti tra scarti sulla corrente e sulla tensione. Dai dati mostrati in tabella è possibile osservare che ΔI_{mpp} influisce sullo scarto di potenza in percentuale superiore rispetto a $\Delta V_{mpp.}$

La maggiore riduzione di corrente è dovuta proprio al fenomeno delle snail tracks poiché tale difetto comporta il danneggiamento dei fingers a causa di reazioni chimiche tra argento e composti dell'EVA [23]. Questo loro danneggiamento comporta una riduzione di corrente che raggiunge i bus bar.

7.3 Confronto indoor e outdoor

In tabella 7.9 è rappresentato il confronto delle differenze relative di potenza tra prove indoor e outdoor.

Tabella 7.9 - Confronto tra scarti di potenza ottenuti con prova indoor e con prova outdoor

Pannello	Data sheet	Prova outdoor	Scarto outdoor	Prova indoor	Scarto indoor	Confronto
330017	280	232.57	-16.94%	221.43	-20.92%	-3.98%
330057	280	200.93	-28.24%	192.20	-31.36%	-3.12%
330302	280	232.65	-16.91%	216.62	-22.64%	-5.72%
370082	280	226.29	-19.18%	215.41	-23.07%	-3.89%
420027	280	217.02	-22.49%	209.33	-25.24%	-2.75%

Dal confronto si evince che il pannello 330302 presenta uno scarto maggiore rispetto alla media. La causa di questa divergenza è stata trovata nella seconda prova outdoor sul modulo. Essa rispetto alle altre due prove presenta una riduzione repentina dell'irradianza che ha portato ad un'ulteriore riduzione della potenza prodotta rispetto alle altre tre prove. Poiché tale prova ha "sporcato", se pur in maniera non eccessiva, la base di dati relativi al modulo, è stata esclusa dall'elaborazione anche se ciò ha ridotto la base statistica di campionamento. In tabella 7.10 vengono riportati i dati corretti.

Tabella 7.10 - Rielaborazione confronto tra scarti di potenza ottenuti con prova indoor e con prova outdoor

Pannello	Data sheet	Prova outdoor	Scarto outdoor	Prova indoor	Scarto indoor	Confronto
330017	280	232.57	16.94%	221.43	20.92%	-3.98%
330057	280	200.93	28.24%	192.20	31.36%	-3.12%
330302	280	232.65	16.91%	223.66	20.12%	-3.21%
370082	280	226.29	19.18%	215.41	23.07%	-3.89%
420027	280	217.02	22.49%	209.33	25.24%	-2.75%

I bassi valori di deviazione indicano che le misurazioni sono state effettuate con un'accuratezza soddisfacente quindi, nonostante il basso numero test effettuati, le due campagne di misurazioni possono essere classificate come affidabili.

Tramite l'analisi dei dati effettuata, si nota come i moduli siano affetti da un deficit di prestazioni non indifferente. La causa di questo andamento rispetto ai dati di targa è

attribuibile alla presenza del difetto delle snail trails che, come testimoniato dai dati raccolti, inficia nelle prestazioni del pannello. Dai risultati si evince che la perdita di potenza media dei pannelli analizzati è del 22% che corrisponderebbe a una perdita di potenza non trascurabile pari a 63 W/pannello. È doveroso precisare che non tutti i pannelli presentano lo stesso scarto sulla potenza perché risultano essere affetti dal fenomeno delle snail trails con modalità ed impatti differenti.

8. Elettroluminescenza

L'elettroluminescenza (EL) è un metodo di analisi **non distruttivo**, che permette uno studio approfondito del pannello fotovoltaico al fine di individuare i difetti che possono inficiare la sua produzione di energia, senza accedervi internamente [24] evitando qualsiasi rottura o smontaggio che potrebbe ridurne drasticamente o perfino azzerarne le future prestazioni elettriche.

Esso si bassa sulla proprietà di emissione di fotoni da atomi che a causa dell'aumento di temperatura risultano eccitati. Tale fenomeno è chiamato luminescenza ed è caratteristico di alcuni semiconduttori, come la giunzione P-n, che risultano in grado di assorbire energia da una fonte esterna e riemetterla sotto forma di fotoni a più basso contenuto energetico [24], processo inverso dell'effetto fotovoltaico.

Tramite l'analisi della luminescenza, effettuata sia valutandone l'intensità luminosa che la distribuzione spaziale sulla superficie del pannello, è possibile riscontrare la presenza di danni elettrici e meccanici che normalmente non sarebbe possibile osservare con la normale ispezione visiva e di valutare la loro entità.

8.1 Principio di funzionamento

La prova di elettroluminescenza viene eseguita operando in maniera inversa rispetto al normale funzionamento del pannello fotovoltaico. Infatti, mentre normalmente la radiazione solare incidente sul pannello è convertita in elettricità, in questo caso imponendo un'alimentazione esterna, la superficie delle celle libera fotoni emessi ad una determinata lunghezza d'onda.

L'assorbimento della corrente fornita dal generatore esterno permette alle celle di emettere una radiazione luminosa nel campo dell'infrarosso (SWIR, $800 < \lambda < 1000\,\mu m$) che può essere facilmente rilevata da una fotocamera sensibile a tale intervallo dello spettro. Nello studio dei pannelli effettuato tramite EL sono state eseguite due prove a intensità di corrente diversa, 4 A e 5 A. Sulla superficie del pannello possono essere identificate "zone" caratterizzate da differenti luminosità:

- a zone perfettamente funzionanti corrisponde una luminosità alta
- a zone danneggiate corrisponde una luminosità bassa
- a zone elettricamente isolate corrisponde una luminosità nulla (zone nere).

Nella figura 8.1 è rappresentato il principio di funzionamento del metodo, gli elettroni carichi negativamente si ricombinano con le lacune cariche positivamente emettendo dei fotoni dalla superficie attiva del pannello e illuminando la zona. La radiazione è emessa nello spettro dell'infrarosso e in quanto tale non è percepibile dall'occhio umano, infatti molti dei difetti riscontrabili durante questa prova non sono visibili ad occhio nudo.

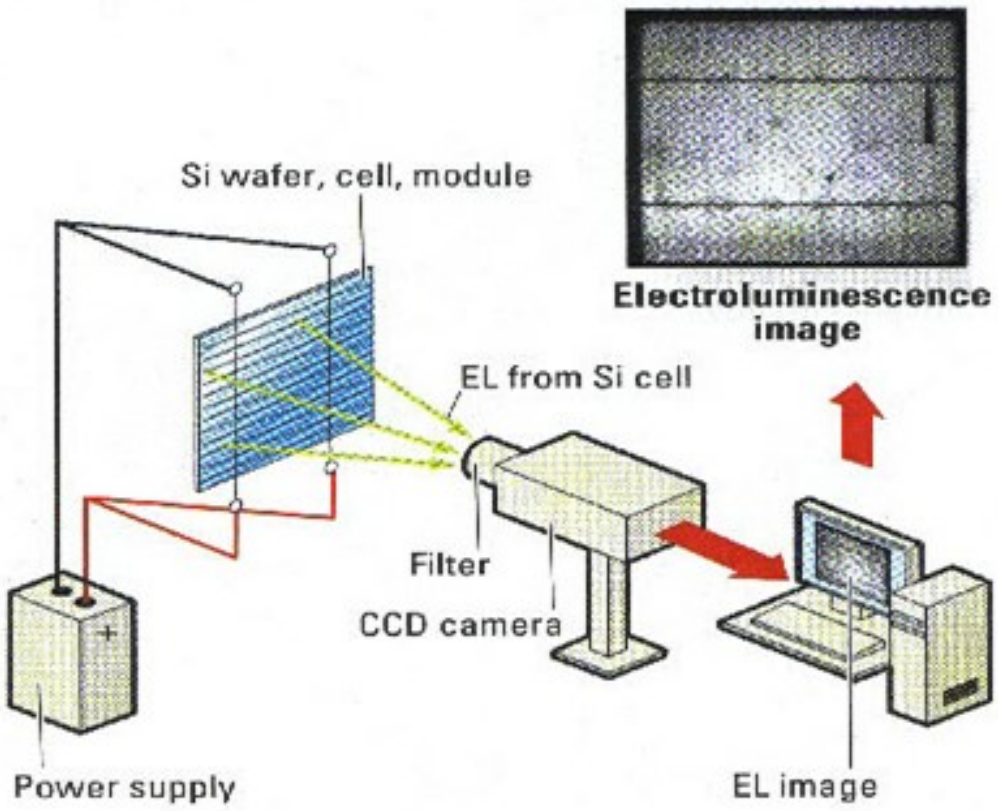


Figura 8.1 - Metodo di misurazione dell'elettroluminescenza di un modulo fotovoltaico

8.2 Analisi dei difetti riscontrabili

I difetti, che la prova di elettroluminescenza può far riscontrare, possono essere catalogati secondo la causa che ha portato alla loro formazione in:

1) difetti legati ad errori nella fase di produzione delle celle
2) difetti legati alla fase di fabbricazione dei moduli
3) difetti formatisi durante il trasporto o il montaggio dei pannelli
4) difetti dovuti alle avverse condizioni ambientali durante il funzionamento

8.2.1 Difetti legati ad errori nella fase di produzione delle celle

Macchie scure

Questa tipologia di difetto presenta **macchie di colore più scuro** dalla forma più o meno irregolare. L'estensione di tali zone può variare molto, da piccole aree di una singola cella ad aree più ampie che possono interessare anche più celle. La zona interessata da tale difetto non risulta attiva.

Tali difetti si sviluppano durante la fase di "**firing**" in cui le celle di silicio, all'interno di forni ad alte temperature, attivano il nitruro di silicio necessario a proteggere lo strato conduttivo e migliorare la conducibilità della cella. In figura 8.2 le macchie scure ed ampie, presenti sulla cella, testimoniano la sua incapacità di produrre corrente elettrica.

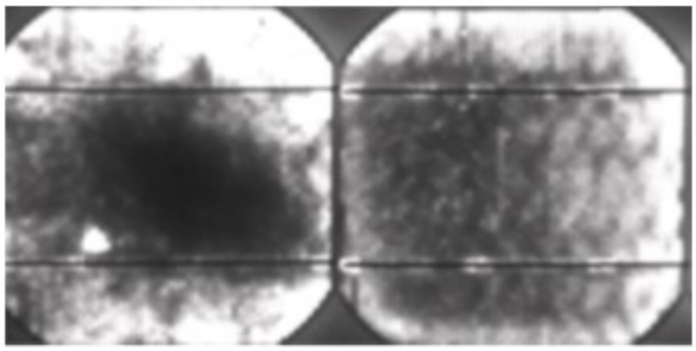


Figura 8.2 - Celle fotovoltaiche affette da macchie scure superficiali

Chain pattern

Questa tipologia di difetto si presenta con una configurazione che ricorda "l'impronta di una scarpa". Anche i difetti di "**chain pattern**" sono riconducibili alla fase di "firing" durante la quale si crea una distribuzione non omogenea della temperatura sulla superficie di cella dovuta al contatto tra la cella stessa e il nastro trasportatore.

Tale difetto risulta invisibile ad occhio nudo e risulta essere ininfluente sulle prestazioni del pannello fotovoltaico. In figura 8.3 è rappresentata una cella affetta da "chain pattern".

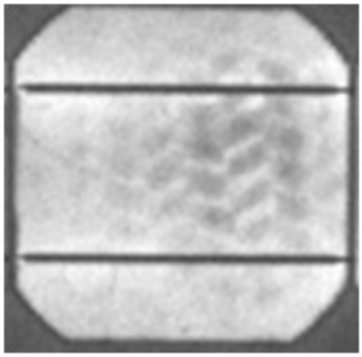


Figura 8.3 - Cella fotovoltaica con "chain pattern"

Finger difettosi

Questa tipologia di difetto è riconducibile alla fase di formazione dei **fingers** che avviene tramite il deposito del materiale conduttivo sulla cella. Durante questa fase si possono formare interruzioni di fingers che portano all'inattività della zona in cui questi componenti dovrebbero essere presenti. Questi difetti si presentano con zone di bassa luminosità (grigio più scuro) e strisce di colore scuro perpendicolari ai bus bar. Se tale interruzione non isola superfici di cella estese allora non impatta in maniera eccessiva sulle prestazioni elettriche della cella.

In caso contrario avverrebbe il completo isolamento della cella o più di esse e ridurrebbe drasticamente la producibilità del pannello, sfociando per condizioni di lavoro continue, in zone ad altissima temperatura chiamate hotspot. La figura 8.4 riporta una cella affetta da fingers difettosi.

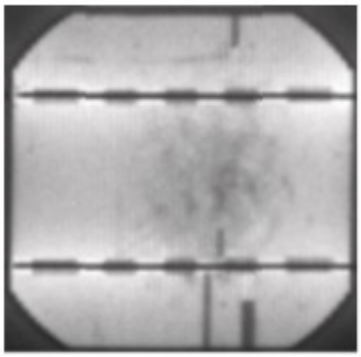


Figura 8.4 - Cella fotovoltaica con finger difettosi

8.2.2 Difetti legati alla fase di fabbricazione dei moduli

Fratture parallele ai busbar

In questo difetto le interruzioni dei bus bar sono dovute a sollecitazioni meccaniche presenti in fase di saldatura del bus bar stesso. Si identificano come delle fessure parallele ai bus bar e possono inficiare le prestazioni della cella se dislocate nei bordi della stessa, poiché porterebbe all'isolamento elettrico della superficie compresa tra bordo e bus bar. Un esempio di tale difetto è mostrato in figura 8.5.

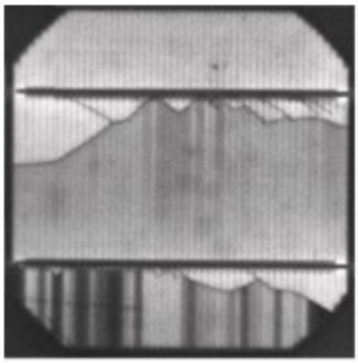


Figura 8.5 - Cella fotovoltaica con fratture parallele ai busbar

Connessione inesistente o parziale dei busbar con la cella

Questo difetto mostra zone di luminescenza più bassa, e quindi con colore tendente a grigio scuro, a causa di anomalie di connessione bus bar-cella. Poiché la corrente elettrica viene trasmessa solo da una parte della cella, tale difetto porta alla diminuzione di potenza del modulo in cui la cella è inserita e simultaneamente la porzione di cella rimasta attiva si surriscalda. Nella figura 8.6 è rappresentata una cella affetta da tale difetto.

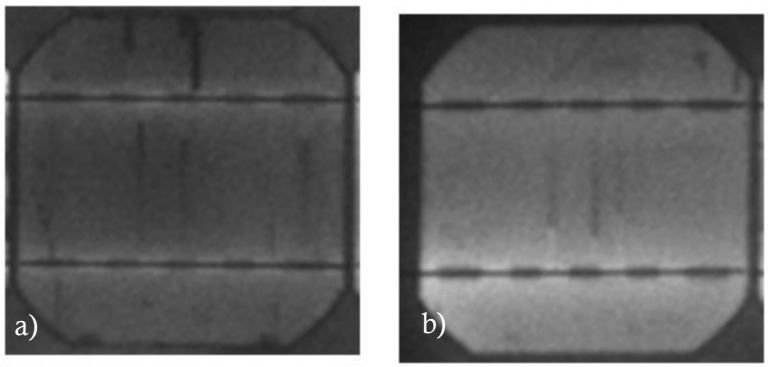


Figura 8.6 - Celle affette da a) connessione inesistente e b) parziale tra i busbar e la cella stessa

8.2.3 Fratture causate da sollecitazioni nelle fasi di trasporto e/o montaggio

Le fratture causate da sollecitazioni meccaniche, prodotte nella fase di trasporto e di montaggio, provocano discontinuità nel flusso di corrente nei fingers. Tale difetto può risultare essere più o meno grave in base all'ampiezza delle fratture e al loro dislocamento all'interno della cella. Se la frattura è di tipo singolo e collocata tra i bus bar, quindi nella zona centrale, non influisce eccessivamente nelle prestazioni del modulo. Mentre se la frattura è presente nella zona esterna della cella, la sua presenza può limitare notevolmente la potenza prodotta poiché può portare all'isolamento dell'intera cella. Nella figura 8.7 sono riportati esempi di fratture che intaccano in maniera diversa la producibilità di energia elettrica.

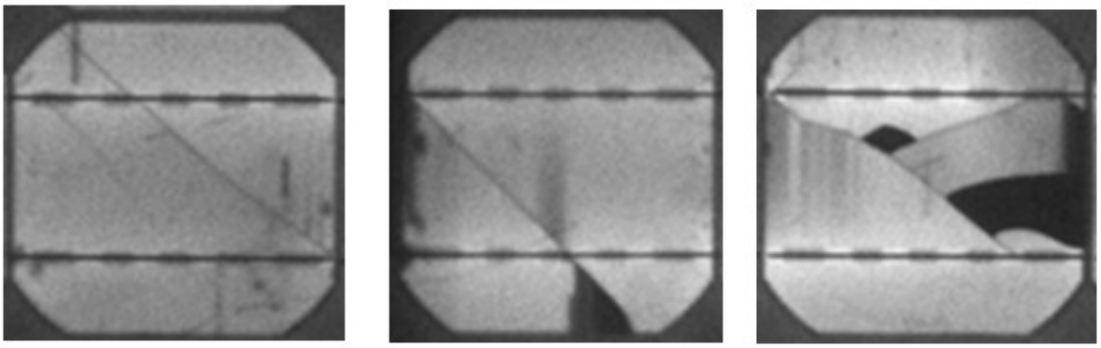


Figura 8.7 - Celle affette da fratture da sollecitazioni nelle fasi di montaggio e trasporto

8.2.4 Danneggiamenti dovuti a condizioni ambientali successive all'installazione

Fratture dovute ad azioni ambientali

In presenza di condizioni metereologiche avverse può avvenire un'applicazione di carichi distribuiti sul pannello. In questi casi si osserva una concentrazione di fratture nella zona centrale del modulo, soggetta a maggiore deformazione. Invece, in presenza di carichi concentrati, dovuti ad esempio alla grandine, si osservano più fratture ramificate che partono dal punto d'impatto (figura 8.8). Quest'ultima tipologia di difetto può essere facilmente confusa con danni derivanti dal trasporto o dalla fase di montaggio dei pannelli.

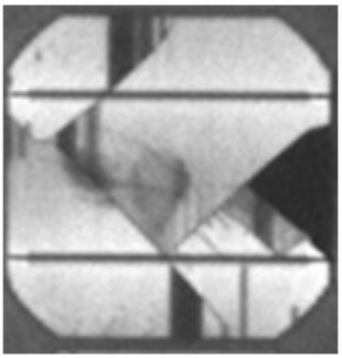


Figura 8.8 - Cella con fratture causate da condizioni ambientali avverse

8.3 Condizioni di prova

Lo studio è stato effettuato su tutti i pannelli FV presi in esame, successivamente all'analisi delle prestazioni elettriche avvenuta tramite la caratterizzazione delle curve IV descritte nel capitolo 5.

Tale prova è stata effettuata per dimostrare che vi è una forte correlazione tra le fratture presenti nello strato di celle e la presenza del difetto di "snail tracks" [7,23,19], come riportato nel capitolo 4.

Le prove sui pannelli sono state condotte presso il Politecnico di Torino, in una camera oscura al fine di ridurre al minimo la presenza di qualsiasi fonte luminosa esterna che avrebbe potuto provocare notevoli disturbi alle misure. Sono state eseguite due scansioni per ogni pannello, caratterizzate da diverse condizioni di alimentazione, una a 4 A e una a 5 A, mantenendo il voltaggio costante.

Dal confronto di queste scansioni è possibile individuare più facilmente i difetti che affliggono il pannello preso in esame. Gli strumenti utilizzati in laboratorio per effettuare le misure sono stati i seguenti:

- Generatore
- Fotocamera con treppiedi

8.3.1 Generatori

Durante la prova sono stati utilizzati due generatori (figure 8.9 e 8.10) per alimentare il pannello che hanno fornito una tensione pari alla V_{oc} e una corrente di intensità variabile circa pari alla metà di I_{sc}.

Figura 8.9 - Generatori di corrente

Figura 8.10 - Dati elettrici dei generatori

8.3.2 Fotocamera

La fotocamera utilizzata è una Nikon D50, modificata con un filtro per rilevare la radiazione luminosa nel campo dell'infrarosso emessa dal pannello durante la prova.

Poiché l'acquisizione dell'immagine richiede un tempo superiore rispetto a quello di una normale fotografia, si è preferito posizionare la macchina sopra un treppiedi in modo da mantenere la messa a fuoco. Quest'ultima, insieme all'apertura del diaframma dell'obbiettivo, sono stati regolati manualmente in relazione alla profondità di campo e alla distanza tra fotocamera e pannello.

Figura 8.11 - Fotocamera prova di elettroluminescenza (a) e relativo treppiedi (b)

Per ogni modulo è stata realizzata un'immagine che ritrae l'intera superficie del pannello costituita da 72 celle distinguibili. In figura 8.12 e 8.13 sono riportate alcune delle immagini tratte dalla prova di EL sui moduli.

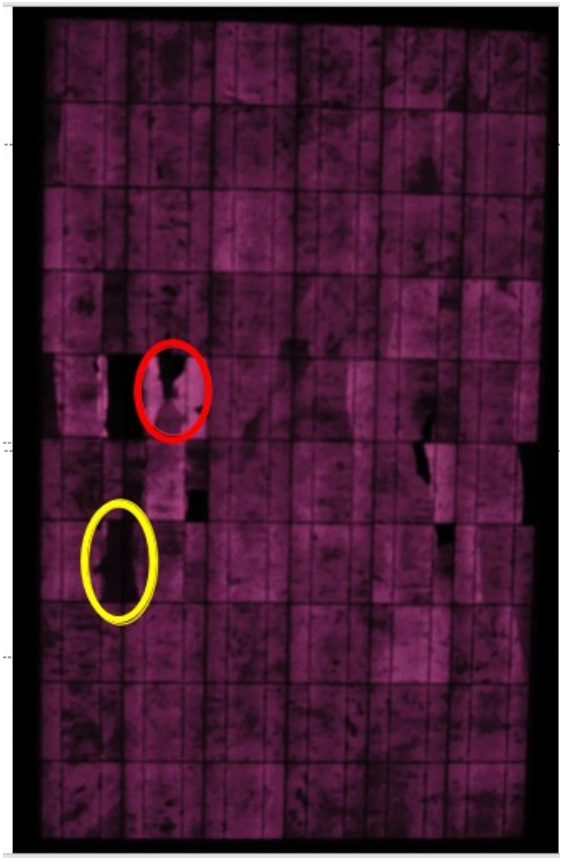


Figura 8.12 - Immagine EL del modulo 330302

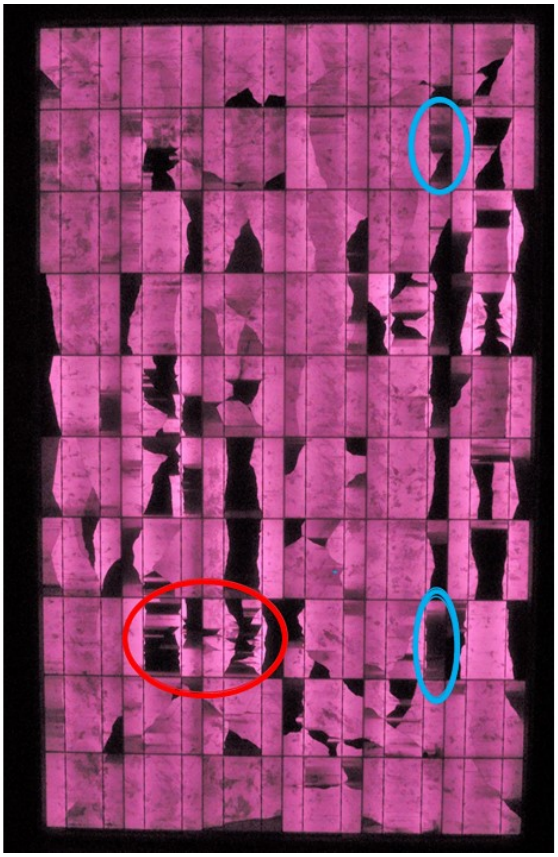


Figura 8.13 - Immagine EL del modulo 420027

In esse è possibile riscontrare alcuni dei difetti descritti nei paragrafi precedenti come fratture per cause ambientali o trasporto e fissaggio (in rosso), fratture parallele dei bus bar (in azzurro) e macchie scure (in giallo).

8.4 Analisi dei dati

A partire dalle immagini ottenute dall'analisi di elettroluminescenza dei moduli si è proceduto con un'ispezione visiva dei risultati della prova. Da quest'analisi risulta confermata la relazione tra snail tracks e micro fratture descritta nel capitolo 4. Nelle zone, nelle quali si osservava il difetto di snail tracks ad occhio nudo, a seguito della prova EL, sono state riscontrate delle microfratture come visibile nella figura 8.14. Come affermato nel capitolo 4, la presenza di microfratture più o meno estese rappresenta una condizione necessaria per la formazione delle bave.

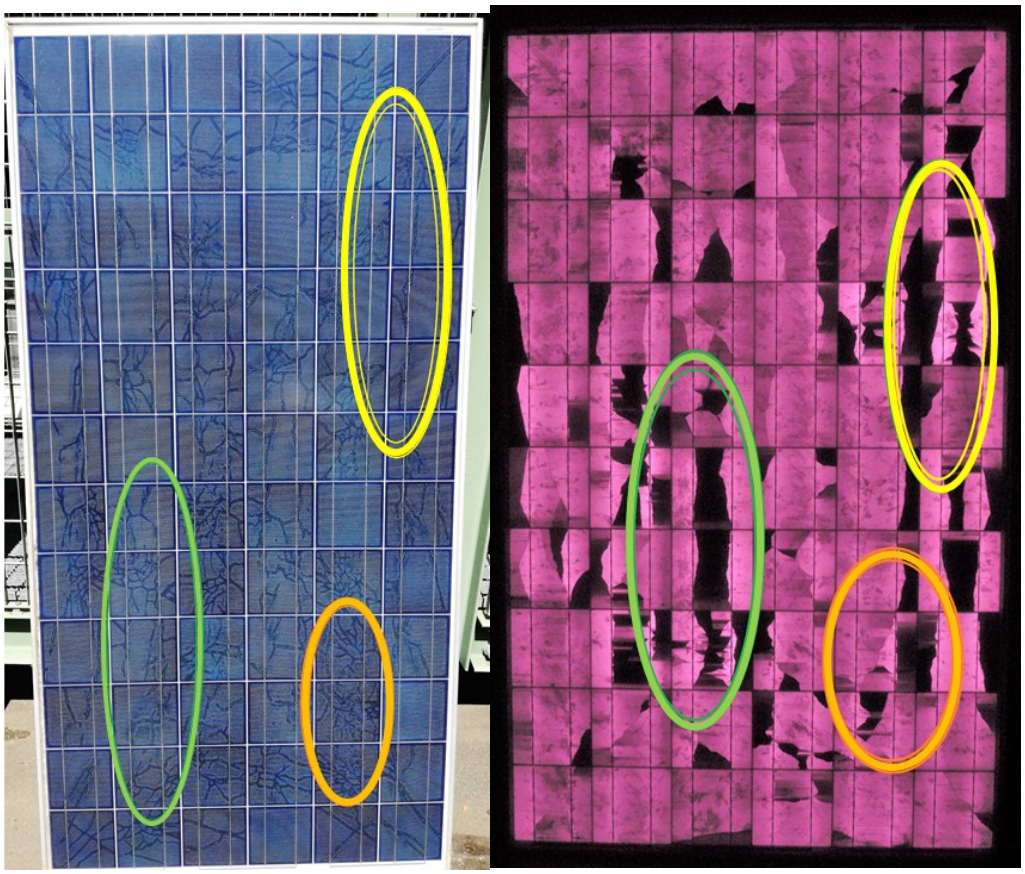


Figura 8.14 - Confronto tra immagine EL e foto del pannello 420027

Da un'analisi più accurata dei difetti mostrati dalla prova EL risulta evidente la presenza di difetti di natura diversa riconducibili principalmente a sollecitazioni meccaniche dovute sia al trasporto e/o istallazione sia a condizioni metereologiche avverse come anche a errori in fase di produzione del pannello stesso.

Questi difetti possono influenzare negativamente la produzione di corrente in funzione dell'area di cella isolata o parzialmente isolata. Inoltre, queste anomalie sono caratterizzate

dalla possibile progressione del difetto dovuta principalmente a stress termico capace di sollecitare la formazione di ulteriori snail tracks. Altre tipologie di difetti evidenziate dalla prova EL sono quelli relativi ad una connessione non ottimale tra cella e bus bar evidenziati da celle con una zona di oscuramento parziale, rispetto alle zone limitrofe.

L'analisi svolta si propone anche di verificare se vi è una correlazione tra i risultati ottenuti dalla prova di EL e le prove elettriche effettuate. Da tale confronto risulta evidente come il pannello con più snail tracks (pannello 330057), raffigurato in figura 8.15, presenti perdite di potenza maggiori rispetto ad un pannello affetto in maniera minore dal difetto (pannello 330017), raffigurato in figura 8.16, come è visibile nel capitolo 7.

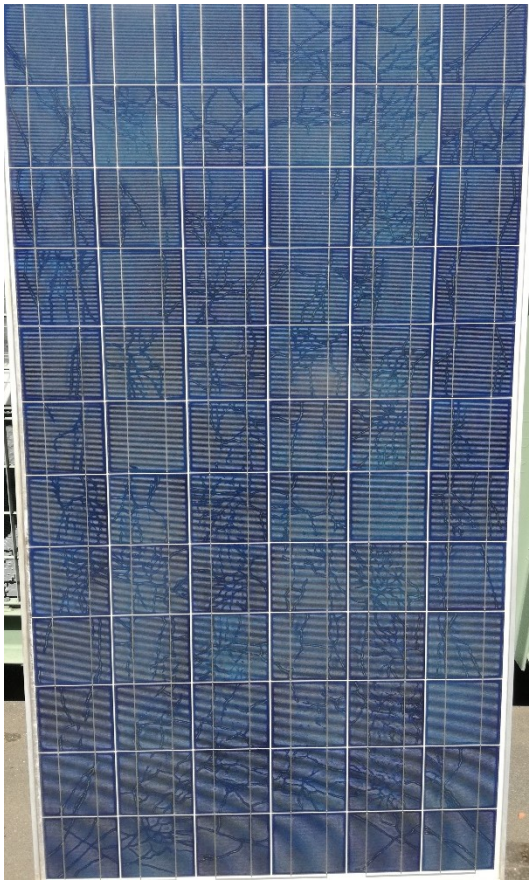


Figura 8.15 - Pannello 0057

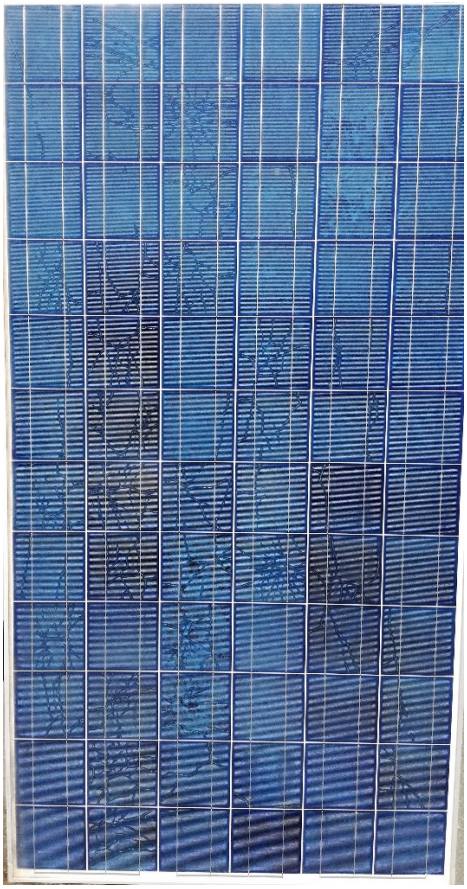


Figura 8.16 - Pannello 0302

Bisogna precisare però che tale analisi non consente di stabilire l'esatta dipendenza tra i difetti riscontrati e il valore di scarto misurato nell'analisi elettrica ma ci permette di ottenere una relazione "qualitativa" per cui tanto più un pannello è affetto da snail tracks tanto maggiore potrebbe essere la sua perdita di potenza. Ciò è dovuto all'impossibilità di quantificare e attribuire un valore e una misura al fenomeno delle snail tracks.

9. Analisi termica dei moduli

In questo capitolo viene presentata l'analisi termica dei moduli affetti da snail trails per verificare l'impatto che tale difetto ha sul campo di temperatura misurabile sulla superficie dei moduli. La presenza di numerose snail tracks sui 5 moduli testimonia la presenza di numerose microfratture, come è stato confermato dalla prova di elettroluminescenza. Le microfratture costituiscono una resistenza al passaggio di corrente che dovrebbe portare a una distribuzione disomogenea della temperatura [25].

9.1 La termografia

La **termografia ad infrarossi** è una tecnica di analisi che recentemente ha riscontrato sempre più consensi, poiché permette delle ispezioni di apparecchiature funzionanti evitandone lo spegnimento [26].

Essa si basa sul semplice concetto di emissione di radiazioni termiche da parte di corpi caratterizzati da temperature maggiori dello zero assoluto (0 K o -273°C). Tali radiazioni si propagano nello spazio e vengono convertite in segnali elettrici tramite il sensore della termocamera. Questi segnali successivamente verranno elaborati tramite immagini chiamate **termogrammi**, i quali possono essere:

- monocromatici, in cui i corpi più caldi sono rappresentati con colori più chiari e i corpi più freddi con colori più scuri
- policromatici con un sistema di "falsi colori" per rappresentare le diverse temperature, in cui le parti a temperature più basse sono evidenziate con colori freddi (blu o nero) e le parti con temperature più alte con colori caldi (rosso, arancione giallo).

Le telecamere ad infrarossi, essendo dei **radiometri**, non sono in grado di leggere direttamente la temperatura, a differenza di termocoppie e termometri, ma riescono a calcolare le temperature tramite variabili inserite dall'utente. Ciò è possibile poiché secondo le leggi di Maxwell la frequenza e l'intensità della radiazione IR emessa, aumentano all'aumentare della temperatura del corpo, come è espresso nella legge di Stefan-Boltzmann:

$$E = \sigma \, \varepsilon \, T^4$$

dove:

- E è la potenza per unità di area che è emessa sotto forma di radiazione [W/ m^2

- ε è l'emissività, numero adimensionale che può assumere un valore tra 0 e 1
- σ è la costante di Stefan-Boltzmann con valore pari a 5.67×10^{-8} [W/($m^2 \cdot K^{-4}$)]
- T è la temperatura rigorosamente espressa in gradi Kelvin.

Quindi il radiometro, partendo dal valore di E misurato e utilizzando il valore di ε inserito dall'utente, riesce a ricavare il valore della temperatura che caratterizza il corpo che si vuole investigare.

9.2 Aspetti tecnici

L'elemento della termocamera sensibile alla radiazione infrarossa è il **sensore**, che rileva la radiazione e fornisce un output elettrico, il quale è funzione di intensità e lunghezza d'onda. Ogni sensore ha una determinata lunghezza d'onda caratteristica definita (**cut-off**) al di sopra del quale non fornisce alcun segnale in uscita [26].

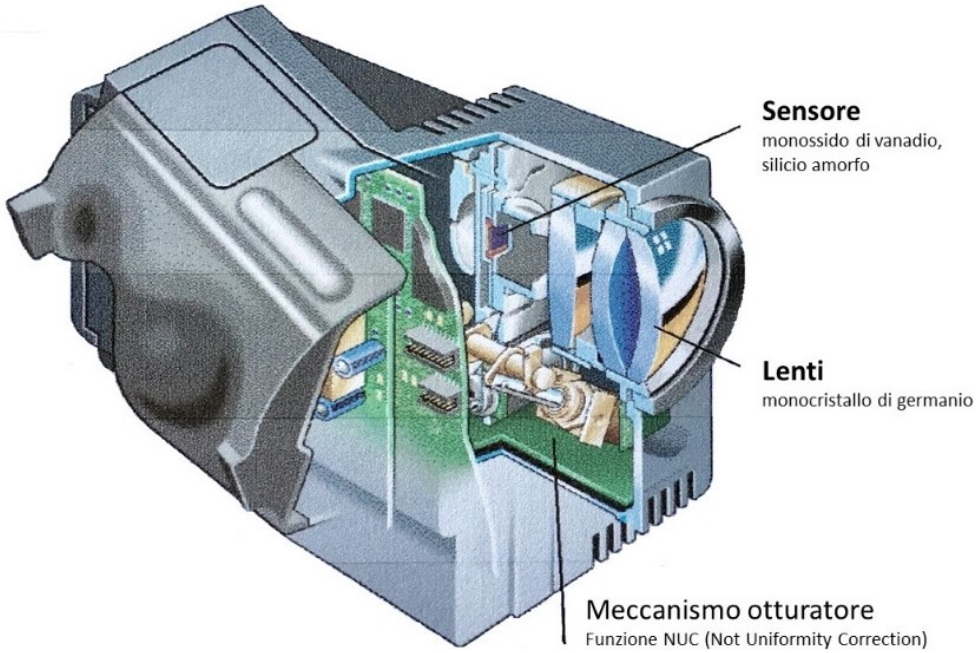


Figura 9.1 - Termocamera

Le caratteristiche principali di una termocamera sono:

- il FOV (field of view)
- il IFOV (instantaneous field of view)
- risoluzione geometrica
- sensibiità termica
- distanza focale.

Il **FOV**, che rappresenta l'angolo di ripresa dell'ottica, espresso in gradi angolari, è una caratteristica fondamentale dello strumento perché rappresenta l'area che la termocamera è in grado di vedere in funzione della distanza, come rappresentato in figura 9.2 [26].

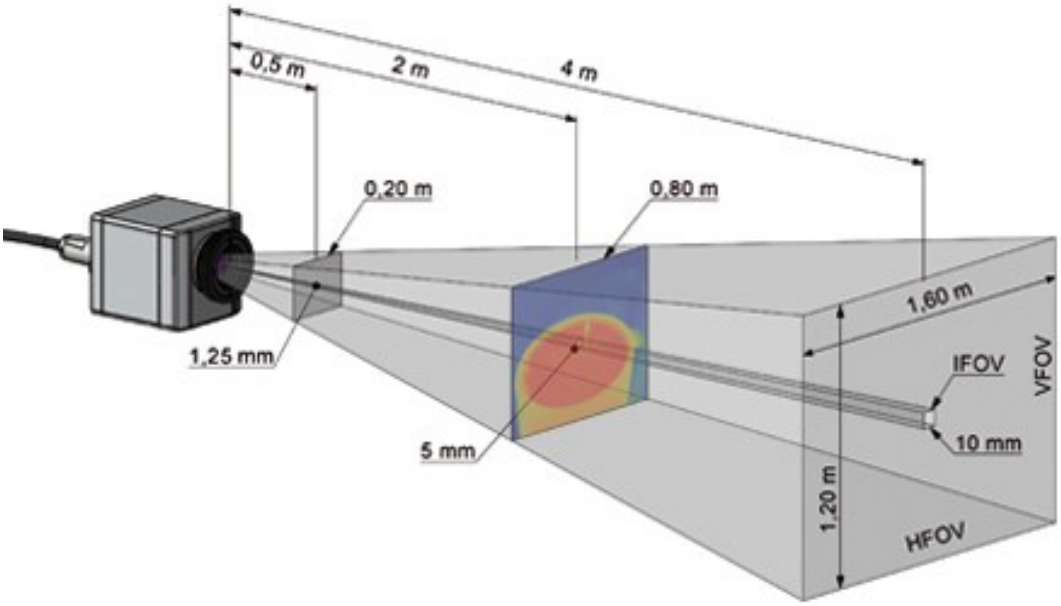


Figura 9.2 - FOV

In base a tale caratteristica le termocamere vengono classificate in:

- Standard FOV comprese tra 10° e 25°
- Grandangolari comprese tra 25° e 60°
- Teleobiettivi comprese tra 1° e 10°

L'IFOV è definito come un angolo solido espresso in milliradianti rappresentato da una piramide con base rettangolare il cui vertice corrisponde ad un pixel del sensore mentre la base è costituita dalla proiezione del pixel ad una certa distanza. L'IFOV indica la capacità di un'ottica di vedere e misurare la temperatura di un'area puntiforme all'interno di un'immagine termica. Essa è strettamente collegata alla **risoluzione geometrica**, definita come la capacità di distinguere due aree puntiformi adiacenti [26]. La **sensibilità termica** rappresenta invece la capacità di una termocamera di rilevare due differenti valori di temperatura e in quanto tale è una misura di temperatura e non di spazio [26].

9.3 Prova sperimentale

L'analisi termica, avvenuta durante le prove di caratterizzazione dei moduli, quando ogni modulo era in equilibrio termico, è stata effettuata analizzando la superficie dei pannelli sia in condizione di circuito aperto, sia in condizione di carico.

Le prove in condizioni di carico sono state effettuate tramite l'utilizzo di resistenze regolabili presenti in figura 9.3. Al fine di ottimizzare tale prova le resistenze sono state impostate pari al 80% della loro valore massimo di 15 Ω.

Figura 9.3 - Resistenze regolabili utilizzate durante la prova

È stata utilizzata una termocamera modello **TESTO 882** (figura 9.4) le cui caratteristiche sono state riportate in tabella 9.1.

Tabella 9.1 - Dati tecnici della termocamera TESTO 882

Termocamera TESTO 882	
Risoluzione	320 x 240 pixel
Sensibilità termica	60 mK
FOV	23° x 32°
IFOV	1.7 mrad
Accuratezza	±2% della lettura
Campo di temperatura	da -20 a +100 °C; da 0 a +350 °C (commutabile)
Campo spettrale	7,5-13 µm
Distanza minima di messa a fuoco	0.2 m

Figura 9.4 - Termocamera TESTO 882

Le figure 9.5 raccolte si riferiscono solo ai moduli 0027 ma l'analisi termica effettuata sui restanti moduli ha prodotto risultati analoghi.

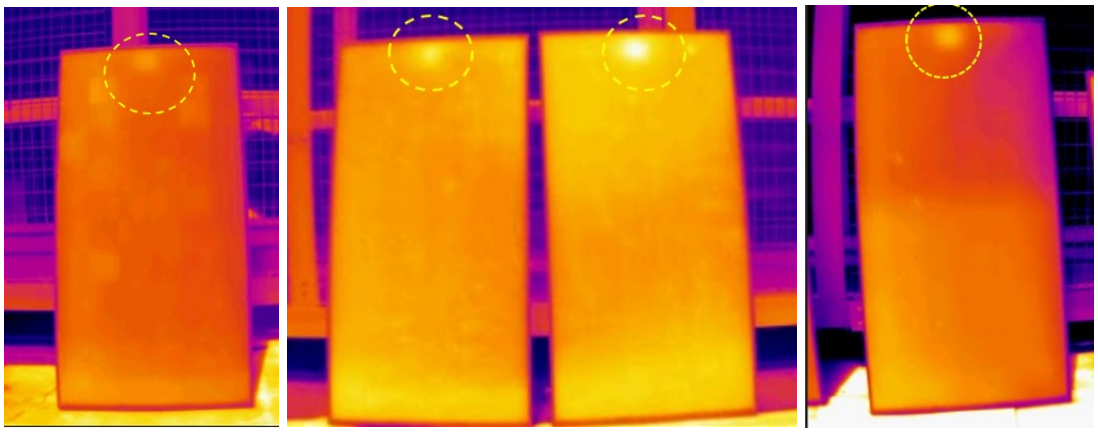


Figura 9.5 - Termogrammi policromatici del pannello 420027

Come si può vedere dalle immagini non si è riscontrata la disomogeneità termica che si ci aspettava infatti, ad esclusione dei punti cerchiati in giallo, non si riscontrano punti con temperature più elevate.

I punti cerchiati in giallo rappresentano le zone delle celle situate sopra la **junction box**, che presentano temperature più elevate perché la presenza della junction box riduce localmente lo scambio termico delle celle posizionate al di sopra di essa.

I restanti punti che presentano temperature superiori rispetto alle zone circostanti, di un paio di °C, non possono essere considerati hotspot poiché la differenza di temperatura è troppo piccola.

Conclusione

Con il presente lavoro di tesi è stato valutato l'effetto del difetto snail trails sulle prestazioni elettriche dei pannelli fotovoltaici. Il processo di formazione di tale difetto viene innescato dall'infiltrazione all'interno del modulo di umidità, CO_2 e ossigeno, attraverso backsheet. Queste sostanze reagiscono con i fingers in argento producendo nanoparticelle di Ag^+ che soggette ad un campo elettrico migrano verso l'incapsulante EVA. Quest'ultimo, a causa di processi di degradazione, produce acido acetico che reagendo con le nanoparticelle produce l'acetato di argento $Ag(CH_3COO)$ di cui sono composte le snail trails.

L'analisi sperimentale di questo lavoro si è incentrata sulla caratterizzazione elettrica di cinque pannelli in silicio policristallino. La costruzione delle curve voltamperometriche è avvenuta tramite due differenti tipologie di test, indoor e outdoor, attuate tramite strumentazione adeguatamente calibrata. Al termine della fase sperimentale è stata eseguita una fase di elaborazione dati al fine di rendere possibile il confronto tra le due diverse campagne di misura e verificare l'affidabilità delle due metodologie di test effettuate. Infine, i risultati ottenuti sono stati confrontati con i valori di riferimento forniti dal costruttore tramite datasheets.

L'analisi svolta sui cinque pannelli ha dimostrato che i moduli affetti da snail trails sono caratterizzati da una riduzione della potenza massima rispetto a quella attesa di circa il 17-28%. Questa riduzione è stata riscontrata da entrambe le tipologie di test elettrici svolti (indoor e outdoor) che sono stati classificati come affidabili poiché hanno riportato una differenza tra i valori misurati minore del 3%. La riduzione di potenza varia per ogni pannello in relazione alla percentuale di superficie affetta dal difetto, infatti il pannello 330057 che ha presentato una riduzione di potenza maggiore è caratterizzato da una maggiore quantità di snail trails. Dal confronto degli scarti delle tensioni e delle correnti è possibile osservare che la riduzione di potenza è legata alla minor corrente generata dal panello poiché i valori di tensione misurata sono prossimi a quelli presenti su datasheet. L'analisi di elettroluminescenza effettuata ha dimostrato l'esistenza di una correlazione tra snail trails e microfratture. Quest'ultime risultano essere una condizione necessaria per la formazione del difetto infatti ogni pannello testato ne presenta una quantità differente di entità diverse, principalmente in corrispondenza delle snail trails. L'analisi termica effettuata tramite termocamera non ha presentato disomogeneità termiche attese quali hotspot.

La causa di tale problematica è riconducibile ai processi che preludono l'installazione dell'impianto fotovoltaico quali la produzione e il trasporto. In particolare, durante la fase di produzione la scelta dei materiali, le loro caratteristiche e il corretto svolgimento del processo

risultano essere fondamentali per un buon funzionamento del modulo. Il backsheet deve essere caratterizzato da una ridotta permeabilità all'ossigeno, CO_2 e acqua al fine di isolare gli strati interni del modulo. Lo strato di incapsulante EVA deve essere ben distribuito all'interno del pannello per garantire un perfetto isolamento dello strato di celle più interno, ciò può essere ottenuto rispettando le tempistiche della fase di firing e di raffreddamento. Inoltre, la composizione chimica del film e degli additivi presenti al suo interno deve essere tale da evitare reazioni con i fingers in argento o con altre impurità presenti nel modulo.

La base statistica di partenza, a causa della sua dimensione ridotta rappresentata dai 5 moduli analizzati, non ci permette di trarre considerazioni che attribuiscano validità generale al difetto snail trails, ma nonostante ciò, porta in evidenza la presenza di un problema che incide in maniera non indifferente sulle prestazioni dei pannelli fotovoltaici, riducendone la quantità di energia da loro prodotta. Ciò si ripercuote sul piano economico in termini di allungamento del PBT e quindi su una riduzione di guadagno per il proprietario dell'impianto fotovoltaico.

Bibliografia

[1] *Quarta relazione dell'Italia in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE*, Report Annuale Rinnovabili, GSE, Dicembre 2017.

[2] *Rapporto statistico solare fotovoltaico 2016*, GSE, 2016.

[3] F. Spertino, *Lezioni di "Sistemi per la produzione dell'energia elettrica"*, Politecnico di Torino, A.A. 2011/2012.

[4] F. Spertino, A. Abete, *Generatori e Impianti Fotovoltaici*, Politecnico di Torino Dip. Ingegneria Elettrica, CELID, 2001.

[5] F. Spertino, *Conversione Fotovoltaica dell'Energia*, Dispensa, Politecnico di Torino, Dip. Ingegneria Elettrica, 2010.

[6] M. Parlani, *Analisi sperimentale della degradazione di moduli fotovoltaici su un impianto di grande potenza*, Tesi magistrale, Politecnico di Torino, 2014.

[7] Kim N., Hwang K., Kim D., Lee J., Jeong S., *Analysis and reproduction of snail trails on silver grid lines in crystalline silicon photovoltaic modules*, Solar Energy, v. 124, pp 153 – 162, 2016.

[8] Fan J., Ju D., Yao X., Pan Z., Terry M., Gambogi W., Stika K., Liu J., Tao W., Liu Z, Liu Y., Wang M., Wu Q., Trout T.J., *Study on snail trail formation in PV module through modeling and accelerated aging test*, Solar Energy Materials & Solar Cells, v.164, pp. 80 – 86, 2017.

[9] Meisel A., Xu Y., Fan J., Wang J., Dang T., Alcantara C., Inns D., Terry M., Kapur J., Hamzavytehrany B., Gambogi W., Antoniadis H., *Holistic view of interactions in modules affecting Durability – Adhesion and Snail Trails*, IEEE Journal of photovoltaics, v. Agosto, 2015.

[10] Mike Nowlan, Mark Willingham, *Lamination Key to Module Reliability*. Renewable Energy World, October 2010.

[11] Marchesi R., Bombarda P., Bresciani F., Casalegno A., Guilizzoni M. *Costo di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, Milano, 2013.

[12] Duerr I., Bierbaum J., Metzger J., Richter J., Philipp D., *Silver grid finger corrosion on snail track affected PV modules – investigation on degradation products and mechanisms,* Energy Procedia, v. 98, pp 74 – 85, 2016.

[13] Richter, M.W.S., Swatek, S., Hagendorf, C., *Understanding the snail trail effect in silicon solar modules on microstructural scale*, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, pp. 3439-3441, 2012.

[14] Meyer S., Timmel S., Glaser M., Braun U., Wachtendorf V., Hagendorf C., *Polymer foil additives trigger the formation of snail trails in photovoltaic modules*, Solar Energy & Solar Cells 130, pp. 64 – 70, 2014.

[15] Dolara A., Leva S., Manzolini G., Ogliari E., *Investigation on performance decay on Photovoltaic Modules: Snail Trails and Cell Microcracks*, IEEE Journal of photovoltaics, v. Settembre, 2014.

[16] Matz, I. Rutshmann and M. D., *Unlocking the secret of snail tracks*, Photon, January, pag 82-89, 2012.

[17] Chang J. Yang H Wang H Cao D, T*he investigation of snail trails in photovoltaic Modules*, IEEE Journal of photovoltaics, v. Agosto, 2015.

[18] Meyer S., Timmel S., Richter S., Werner M., Glaser M. Swatek S., Braun U Hagendorf C., *Silver nanoparticles cause snail trails in photovoltaic modules*, Solar Energy & Solar Cells, v. 121, pp. 171 – 175, 2014.

[19] Peng P., *Microscopy study of snail trail phenomenon on photovoltaic modules*, RSC advances, v. 2, pp 11259 – 11365, 2012.

[20] Meyer S., Richter, Timmel S., Glaser M., Werner M., Swatek S., *Snail trails: Root cause analysis and test procedures*, Energy Procedia, v. 38, pag 498-505, 2013.

[21] Wiesinger JSR et all., A*bout the formation of basic silver carbonate on silver surface – An in situ IRRAS study*, The Open Corrosion Jurnal, v. 2, 96 – 104, 2009.

[22] M. Parlani, *Analisi sperimentale della degradazione di moduli fotovoltaici su un impianto di grande potenza*", Tesi magistrale, 2014.

[23] S. Meyer, S. Richter, S. Timmel, M. Glaser,M.Werner, S. Swatek, *Snail trails: Root cause analysis and test procedures*, Energy Procedia, Vol. 38, pag 498-505, 2013.

[24] M. Frazao, J.A. Silva, K. Lobato, J.M. Serra, *Electroluminescence of silicon solar cells using a consumer grade digital camera*.

[25] M. Munoz, M. C. Alonso-Garcia, N. Vela, and F. Chenlo. *Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions*, Solar Energy, Vol. 85, pag 2264-2274, 2011.

[26] *Dispense del corso "Metodo: Termografia livello 2° UNI EN 473/ISO 9712*, Carlesi, 2014.

Appendice

Datasheet pannello GESOLAR P280

GES-P270 GES-P275

GES-P260 GES-P265 GES-P280

Polycrystalline Photovoltaic Module

Features

- High module efficiency and stable power ouput based on leading process technology
- Outstanding electrical performance under high-temperature conditions or low-irradiance conditions
- Ease of installation and all-weather applications due to the innovative engineering design

Applications

- On-grid utility systems
- On-grid commercial systems
- Off-grid residential systems

Quality and Warranty

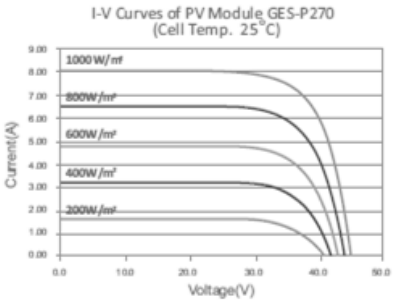
- Peak power of single module is guaranteed in (0, +5)W power tolerance
- Rigorous quality control meets the highest international standard
- Product quality and liability are insured
- 5 years limited warranty on material and workmanship
- 12 years and 25 years limited warranty for minimum power output

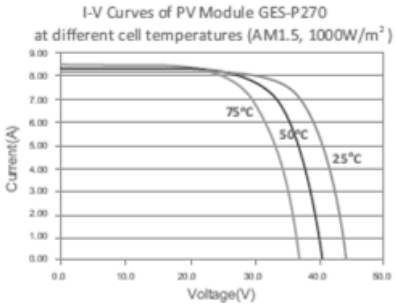
ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Module Type	Unit	GES-P260	GES-P265	GES-P270	GES-P275	GES-P280
Maximum Power (Pmax)	W	260	265	270	275	280
Power Tolerance	W	(0, +5)	(0, +5)	(0, +5)	(0, +5)	(0, +5)
Open Circuit Voltage (Voc)	V	44.0	44.3	44.5	44.6	44.8
Short Circuit Current (Isc)	A	8.09	8.15	8.20	8.25	8.33
Maximum Power Voltage (Vmp)	V	34.8	34.9	35.0	35.1	35.2
Maximum Power Current (Imp)	A	7.47	7.59	7.71	7.85	7.95
Module Efficiency (η_m)	%	13.4	13.7	13.9	14.2	14.4
Cell Technology		156mm x 156mm Polycrystalline Silicon; 72pcs (6×12)				
Pmax Temperature Coefficient	%/°C	-0.47				
Voc Temperature Coefficient	%/°C	-0.34				
Isc Temperature Coefficient	%/°C	+0.05				
Maximum System Voltage	VDC	1000				
Maximum Series Fuse Rating	A	13				
Operating Temperature	°C	-40 ~ +85				
NOCT	°C	45±2				

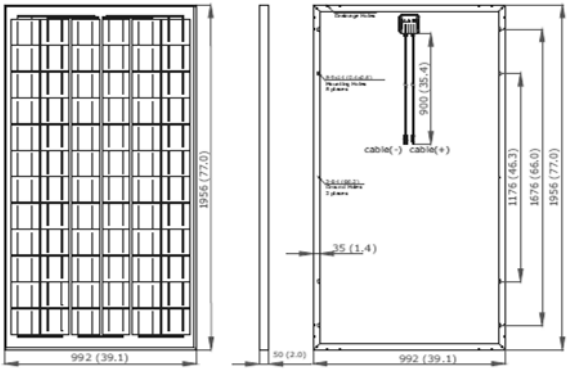
STC: 1000W/m², AM1.5 and 25°C cell temperature; NOCT: Nominal Operating Cell Temperature

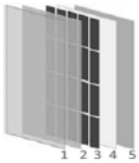
I-V CURVES





PHYSICAL CHARACTERISTICS Unit: mm(inch)





1. Tempered Glass
2. EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
3. Solar Cells
4. EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
5. Backsheet

Dimension	1956 x 992 x 50 mm (77.0 x 39.1 x 2.0 inch)
Weight	24 kg (52.9 lbs.)
Cable Length	900 mm (35.4 inch)
Bypass Diodes	3 pcs
Junction Box	IP65 rated
Front Glass	4.0 mm (0.2 inch) tempered low-iron glass
Frame	Anodized aluminum alloy

*Specifications are subjected to change without further notice