

POLITECNICO DI MILANO

FACOLTÀ DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
Corso di Laurea in Ingegneria Energetica



**Ombreggiamenti parziali e Hot spot in impianti fotovoltaici:
Indagine sperimentale ed Analisi numerica**

Relatore:
Ing. Alberto Dolara

Tesi di Laurea di:
Filippo Bernasconi
Matr. 771398

Anno Accademico 2012/2013

Indice

Sommario	VIII
Capitolo 1	1
1.1 Struttura a bande elettroniche.....	1
1.2 Effetto fotoelettrico	3
1.3 Il drogaggio	4
1.4 Giunzione p-n.....	5
1.5 Prestazioni di una cella fotovoltaica	7
1.6 Prestazioni al variare delle condizioni ambientali	9
1.6.1 Variazione della temperatura	9
1.6.2 Variazione dell'irraggiamento	13
1.7 Celle e moduli fotovoltaici.....	15
1.7.1 Celle al silicio cristallino.....	15
1.7.1.1 Celle al silicio monocristallino.....	17
1.7.1.2 Celle al silicio policristallino	18
1.7.2 Moduli fotovoltaici.....	19
1.7.3 Impianti fotovoltaici.....	19
Capitolo 2	23
2.1 Fenomeno dell'Hot spot.....	23
2.2 Campo fotovoltaico di Riolo nel comune di Castelfranco	25
Capitolo 3	28
3.1 Campagna sperimentale	28
3.2 Struttura utilizzata	28
3.3 Sistemi di misura.....	32
3.3.1 Strumentazione fornita da TeamWare	32

3.3.2 Inverter	35
3.4 Prove sperimentali.....	35
3.4.1 Prove di potenza	35
3.4.2 Prove in energia.....	38
Capitolo 4	39
4.1 Analisi dei dati	39
4.2 Analisi dati prove in potenza.....	39
4.2.1 Parametri I-V	39
4.3 Analisi dati prove in energia	52
4.3.1 Altri moduli	55
4.4 Analisi numerica	57
4.4.1 Modelli	57
4.4.1.1 Modello a tre parametri	57
4.4.1.2 Modello a quattro parametri.....	58
4.4.1.3 Modello a cinque parametri	59
4.4.2 Moduli in parallelo	68
Capitolo 5	71
5.1 Conclusioni	71
Allegato A.....	73
Allegato B.....	74
Bibliografia	85

Elenco figure

Figura 1. Configurazioni delle bande con isolante, semi-conduttore e metallo....	1
Figura 2. Struttura cristallina del silicio	5
Figura 3. Silicio drogato di tipo p (con boro) e di tipo n (con fosforo)	5
Figura 4. Rappresentazione grafica giunzione p-n.....	6
Figura 5. Schema di una cella fotovoltaica	7
Figura 6. Curva caratteristica di una cella fotovoltaica.....	8
Figura 7. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica	8
Figura 8. Curva caratteristica in funzione della temperatura	12
Figura 9. Caratteristica I-V di una cella al variare dell'irraggiamento	14
Figura 10. Cella, modulo solare	15
Figura 11. Da sinistra: silicio monocristallino e silicio policristallino	16
Figura 12. Posizionamento delle celle	16
Figura 13. Generatore fotovoltaico	20
Figura 14. Cella danneggiata.....	24
Figura 15. Celle soggette al fenomeno dell'hot spot.....	24
Figura 16. Foto termica campo Castelfranco ore 13.44.40	25
Figura 17. Foto ombreggiamenti campo Castelfranco ore 13.44.40.....	26
Figura 18. Foto ombreggiamenti campo Castelfranco ore 13.45.00.....	26
Figura 19. Foto termica campo Castelfranco ore 13.45.00.....	27
Figura 20. Foto e schema dei moduli installati nel Solar Tech Lab.....	29
Figura 21. A sinistra, tubo corrugato. A destra, prolunga.....	29
Figura 22. Inizio e completamento struttura per ombreggiamento	30
Figura 23. Posizionamento struttura	31
Figura 24. Componenti apparecchiatura TeamWare	33
Figura 25. Schema di principio apparecchiatura TeamWare	34

Figura 26. Interfaccia grafica	36
Figura 27. Modulo con ombreggiamento	37
Figura 28. Immagine rilevata con la termocamera.....	37
Figura 29. Diagramma a blocchi della misura della strumentazione	38
Figura 30. Foto modulo alle ore 11.00	40
Figura 31. Grafico I-V alle ore 11.00.....	41
Figura 32. Grafico P-V alle ore 11.00.....	41
Figura 33. Foto modulo alle ore 11.20	42
Figura 34. Grafico I-V alle ore 11.20.....	43
Figura 35. Grafico P-V alle ore 11.20.....	43
Figura 36. Foto modulo alle ore 11.50	44
Figura 37. Grafico I-V alle ore 11.50.....	45
Figura 38. Grafico P-V alle ore 11.50.....	45
Figura 39. Foto modulo alle ore 11.55	46
Figura 40. Grafico I-V alle ore 11.55.....	47
Figura 41. Grafico P-V alle ore 11.55.....	47
Figura 42. Foto modulo alle ore 12.15	48
Figura 43. Grafico I-V alle ore 12.15.....	49
Figura 44. Grafico P-V alle ore 12.15.....	49
Figura 45. Foto modulo alle ore 12.40	50
Figura 46. Grafico I-V alle ore 12.40.....	51
Figura 47. Grafico P-V alle ore 12.40.....	51
Figura 48. Potenza-Tempo, Corrente-Tempo del 23 Settembre	52
Figura 49. Tensione-Tempo e confronto del 23 Settembre.....	53
Figura 50. Foto termica ore 12.00	54
Figura 51. Foto termica ore 12.20	54
Figura 52. Confronto Tensione, Corrente del 23 Settembre	55
Figura 53. Confronto Potenza del 23 Settembre	56
Figura 54. Circuito equivalente con modellizzazione a tre parametri	57

Figura 55. Circuito equivalente con modellizzazione a quattro parametri	58
Figura 56. Circuito equivalente con modellizzazione a cinque parametri	59
Figura 57. Foto cella ombreggiata il 14%.....	61
Figura 58. Foto termica cella ombreggiata il 14%.....	61
Figura 59. Grafico ombreggiamento di una cella al 70%	64
Figura 60. Grafico ombreggiamento di sei celle al 70%.....	65
Figura 61. Grafico ombreggiamento di una cella al 80%	65
Figura 62. Grafico ombreggiamento di sei celle al 80%.....	66
Figura 63. Grafico ombreggiamento di una cella al 90%	66
Figura 64. Grafico ombreggiamento di sei celle al 90%.....	67
Figura 65. Schema in parallelo.....	68
Figura 66. Caratteristiche I-V moduli in parallelo	69
Figura 67. Caratteristiche P-V moduli in parallelo	69
Figura 68. Caratteristiche I-V celle, modulo in ombra	70
Figura 69. Datasheet modulo policristallino Vapiemme VPS02B-245	73

Elenco tabelle

Tabella 1. Dati punti di cella ore 13.44.40.....	25
Tabella 2. Dati punti di cella ore 13.45.00.....	27
Tabella 3. Caratteristiche metrologiche dell'analizzatore di rete.....	34
Tabella 4. Caratteristiche modulo alle 11.00.....	40
Tabella 5. Caratteristiche modulo alle 11.20.....	42
Tabella 6. Caratteristiche modulo alle 11.50.....	44
Tabella 7. Caratteristiche modulo alle 11.55.....	46
Tabella 8. Caratteristiche modulo alle 12.15.....	48
Tabella 9. Caratteristiche modulo alle 12.40.....	50
Tabella 10. Caratteristiche singola cella, con ombreggiatura al 14%.....	62
Tabella 11. Caratteristiche singola cella, con aumento di ombreggiatura.....	63
Tabella 12. Celle ombreggiate al 50%.....	74
Tabella 13. Celle ombreggiate al 55%.....	75
Tabella 14. Celle ombreggiate al 60%.....	76
Tabella 15. Celle ombreggiate al 65%.....	77
Tabella 16. Celle ombreggiate al 70%.....	78
Tabella 17. Celle ombreggiate al 75%.....	79
Tabella 18. Celle ombreggiate al 80%.....	80
Tabella 19. Celle ombreggiate al 85%.....	81
Tabella 20. Celle ombreggiate al 90%.....	82
Tabella 21. Celle ombreggiate al 95%.....	83
Tabella 22. Celle ombreggiate al 100%.....	84

Sommario

L'obiettivo di questo lavoro è quello di analizzare sperimentalmente il fenomeno dell'hot spot in impianti fotovoltaici dovuto a ombreggiamenti parziali sui moduli stessi.

In condizioni di irraggiamento non uniforme, le celle affette da ombreggiamento parziale modificano la loro caratteristica voltamperometrica e si possono creare le condizioni per cui esse lavorino da carico elettrico, dissipando in calore - per effetto Joule - la potenza elettrica scambiata dalla cella con conseguente aumento della sua temperatura. Inoltre, la riduzione della corrente fotogenerata provoca una riduzione della potenza generata dal modulo.

L'interesse per l'indagine del fenomeno nasce dall'osservazione dello stesso in un impianto fotovoltaico sito in località Riolo, nel comune di Castelfranco Emilia. In questo caso si è verificato il fenomeno dell'hot spot a causa dell'ombreggiamento diffuso creato dai cavi di una linea aerea di media tensione che passa all'interno del campo fotovoltaico stesso.

Si è quindi cercato il modo di riprodurre sperimentalmente le condizioni di ombreggiamento del sito di Riolo presso il laboratorio SolaTech^{Lab} del Politecnico di Milano. Sono state effettuate due tipologie di prova: prove di caratterizzazione voltamperometrica (misura delle caratteristiche I-V e P-V), dette prove in potenza, e prove comparative di produzione, dette prove in energia. In ogni tipologia di prova si è lasciata fissa la struttura ombreggiante e si sono considerate differenti combinazioni di ombra, dovute al naturale spostamento del disco solare.

Infine, è stato sviluppato un modello per la simulazione numerica delle condizioni misurate sperimentalmente. Tale modello permette di estendere l'analisi a differenti configurazioni, in termini di numero di moduli e connessioni elettriche tra essi, di generatori fotovoltaici sottoposti a condizioni specifiche di ombreggiamento parziale.

Capitolo 1

1.1 Struttura a bande elettroniche

L'interazione della radiazione elettromagnetica con i materiali può, in determinate condizioni attivare un processo di scambio energetico per cui la radiazione incidente cede energia agli elettroni più esterni delle molecole e, se questa è sufficientemente elevata, l'elettrone risulta libero dalla molecola a cui era legato. L'assenza di un elettrone è chiamata *lacuna*; l'energia minima necessaria all'elettrone per passare quindi dalla banda di valenza, che corrisponde allo stato legato più esterno, alla banda di conduzione, ove non è più legato, deve essere superiore alla banda proibita del materiale. Come è possibile vedere Figura 1, gli elettroni possono assumere solo livelli discreti e ben definiti di energia; la banda ad energia più bassa viene chiamata *banda di valenza*, quella ad energia più alta *banda di conduzione*; quest'ultima contiene gli elettroni che sono in grado di muoversi liberamente nel reticolo cristallino e quindi capaci di stabilire un moto ordinato di cariche (corrente), se sottoposti ad un campo elettrico. Fra le due bande esiste una zona che in condizioni normali risulta inaccessibile agli elettroni: essa prende il nome di *gap proibito* (o *banda proibita*) di energia. L'ampiezza della banda proibita dunque stabilisce se esso è un conduttore, un semi-conduttore o un isolante.

A seconda delle differenti posizioni energetiche della banda di valenza e quella di conduzione, i materiali si possono dividere in tre tipologie:

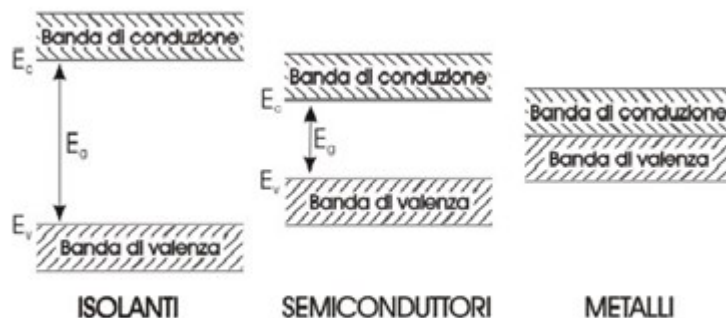


Figura 1. Configurazioni delle bande con isolante, semi-conduttore e metallo.

Materiali conduttori: I livelli energetici della banda di valenza e di quella di conduzione sono parzialmente sovrapposti, e quindi gli elettroni che normalmente si trovano in quella di valenza e costituiscono i legami atomici possono, senza alcun incremento di energia, passare in quella di conduzione.

Materiali isolanti: I livelli energetici della banda di valenza e di quella di conduzione sono separati da un gap energetico elevato (per convenzione, $E_g > 5 \text{ eV}$) gli elettroni che si trovano nella banda di valenza non possono passare in quella di conduzione e quindi il materiale non possiede elettroni liberi in grado di stabilire una corrente elettrica.

Materiali semi conduttori: è il caso che interessa il fotovoltaico, ed è un caso intermedio tra i conduttori e gli isolanti: la banda di valenza e quella di conduzione sono separate da un energy gap per convenzione compreso tra 0.7 e 2.5 eV, e che dipende intrinsecamente dal tipo di materiale, (ex. Si con $E_g = 1.12 \text{ eV}$).

In questo modo gli elettroni che ricevono sufficiente energia da un fotone incidente possono saltare dalla banda di valenza a quella di conduzione, e poi muoversi all'interno della stessa, facendo comportare il materiale come conduttore. Il salto è facilitato se il materiale si trova ad alta temperatura, infatti, al contrario dei materiali isolanti per i quali l'oscillazione termica degli atomi ostacola il flusso di elettroni, nei semiconduttori rende più semplice il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione. Tale fenomeno è calcolabile anche quantitativamente, e per il silicio vale la seguente equazione:

$$E_g = E_{g,ref} * (1 - 0.0002677 * (T_c - T_{c,ref})) \quad 1.1$$

1.2 Effetto fotoelettrico

Un impianto solare fotovoltaico produce energia elettrica direttamente dalla radiazione solare sfruttando l'*effetto fotovoltaico*. L'effetto fotovoltaico si basa su un fenomeno fisico che avviene nei materiali semi conduttori quando vengono colpiti da radiazione luminosa, denominato più propriamente effetto fotoelettrico. In questi materiali l'energia incidente provoca la creazione di coppie lacuna-elettrone che possono essere utilmente raccolte ai terminali del dispositivo grazie al campo elettrico presente nella zona di svuotamento di una giunzione PN. Il circuito elettrico elementare che viene realizzato a questo scopo prende il nome di cella fotovoltaica.

Per analizzare in modo più approfondito l'**effetto fotovoltaico** è necessario quindi descrivere, almeno concettualmente, il funzionamento della giunzione PN (diodo). Siccome ad oggi, il materiale più usato per la realizzazione delle celle solari è il silicio cristallino, si prenderà in considerazione il diodo al silicio.

Il silicio ha 14 elettroni di cui 4 sono di valenza, cioè disponibili a legarsi in coppia con elettroni di valenza di altri atomi. In un cristallo di silicio chimicamente puro ogni atomo è legato in modo covalente con altri 4 atomi di silicio; in conseguenza di questo legame chimico, all'interno del cristallo non vi sono elettroni liberi. Il silicio a basse temperature (e in generale ogni materiale semi conduttore) si comporta da materiale isolante. Per effetto di temperature elevate, o per assorbimento di fotoni (effetto fotoelettrico), alcuni elettroni in banda di valenza possono acquistare energia per rompere il legame e passare in banda di conduzione. Si dice che l'elettrone passa dalla banda di valenza alla banda di conduzione. L'apporto energetico richiesto è caratteristico di ogni materiale.

Nel caso del silicio l'apporto energetico necessario (*energy gap*) è pari a 1.12 eV. Considerando che l'energia di un fotone incidente è funzione della sua lunghezza d'onda secondo la legge di Planck:

$$E = \frac{1.23}{\lambda} [eV]$$

1.2

dove λ è la lunghezza d'onda, ne deriva che nel caso del silicio solo le lunghezze d'onda inferiori a 1.1 [\mu m] possono essere sfruttate per spostare elettroni in banda di conduzione. La lacuna che si crea nella banda di valenza rappresenta anch'essa una carica (positiva) libera di muoversi all'interno del cristallo di silicio. In assenza di opportuni accorgimenti la coppia elettrone- lacuna tende a ricombinarsi sviluppando calore o emettendo luce (il funzionamento dei *LED*, *Light Emitting Diodes*, si basa su questo principio). In una cella fotovoltaica si fa in modo che questo fenomeno sia minimizzato evitando che gli elettroni si ricombinino con la lacuna più vicina, ristabilendo il legame covalente precedentemente rotto da l fototne.

1.3 Il drogaggio

Il comportamento di tipo semi conduttore del silicio può essere aumentato mediante un processo detto di **drogaggio**, che avviene attraverso l'aggiunta di altre specie chimiche al posto degli atomi di silicio all'interno del reticolo cristallino. Gli elementi droganti impiegati in genere sono il fosforo e il boro, sostanze rispettivamente pentavalenti drogaggio tipo N e trivalenti drogaggio tipo P. Se si introduce nel cristallo di silicio una percentuale di $1/1000$ di atomi di fosforo, che ha 5 elettroni in banda di valenza, di cui quattro impegnati in legami covalenti con gli altri atomi di silicio ed il quinto caratterizzato da un energy gap estremamente ridotto, il cristallo drogato risulterà avere un elettrone praticamente in banda di conduzione per ogni atomo di fosforo. Ciò significa che si ha all'interno del cristallo un numero di elettroni liberi. Analogamente se si introduce nel cristallo di silicio una certa percentuale di boro ($1/10^3$), che ha tre elettroni sulla banda di valenza tutti impegnati in legami covalenti da stabilire con gli atomi di silicio adiacenti, si viene a creare una zona di mancanza di legame (lacuna) che si comporta come se fosse una carica positiva in banda di conduzione. In Figura 2 è riportata la struttura cristallina del silicio, in Figura 3 invece il reticolo cristallino dei due materiali ottenuti mediante drogaggio.

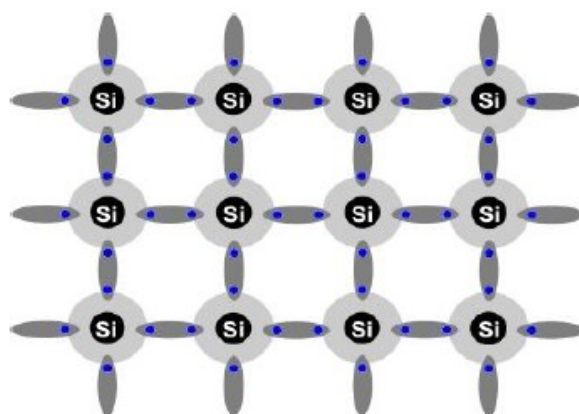


Figura 2. Struttura cristallina del silicio

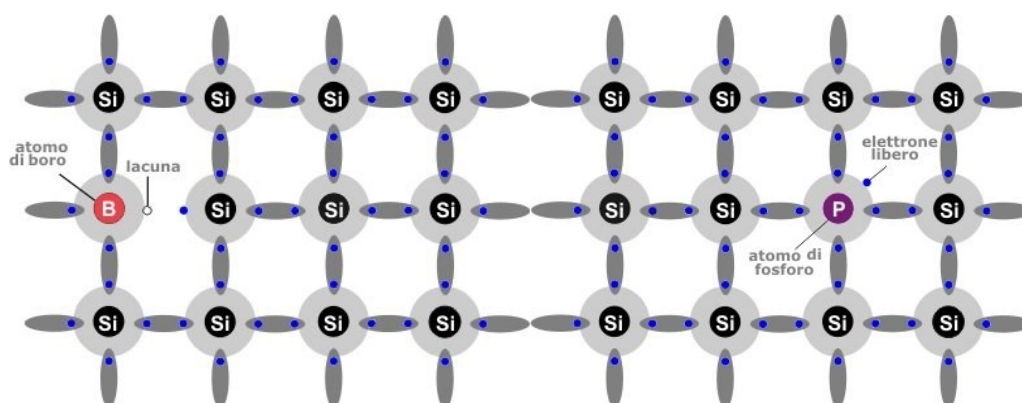


Figura 3. Silicio drogato di tipo p (con boro) e di tipo n (con fosforo)

1.4 Giunzione p-n

I due cristalli di silicio drogato sono neutri, ma in entrambi sono presenti cariche mobili, negative in un caso e positive nell'altro. Se i due materiali vengono posti a contatto, in tale zona detta giunzione, le lacune della zona P tenderanno a diffondere verso la zona N e combinarsi con gli elettroni, e viceversa. La diffusione è contrastata dal potenziale elettrico dovuto allo sbilanciamento di cariche nella zona nei pressi della giunzione, che viene detta zona di svuotamento (nella zona P restano scoperte cariche positive, nella zona N restano scoperte cariche negative. All'equilibrio, la distribuzione di cariche crea

un campo elettrico nella zona di svuotamento che, pur essendo di minimo spessore (dell'ordine di $1\mu\text{m}$), presenta un'intensità molto elevata (10.000 [V/cm]). In Figura 4 viene rappresentata schematicamente una **giunzione p-n**.

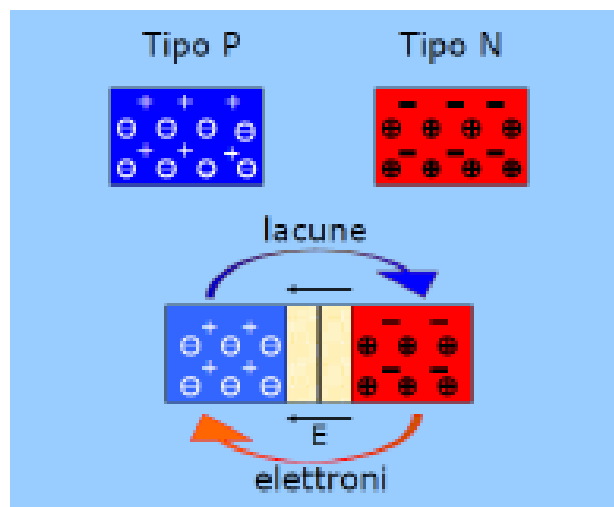


Figura 4. Rappresentazione grafica giunzione p-n

A questo punto, se la giunzione PN viene illuminata, le coppie elettrone-lacuna generate nella zona di svuotamento vengono separate e portate ai due elettrodi. L'energia fornita con cui si è ottenuta la generazione di coppie elettrone-lacuna, in questo caso, non viene sprecata in una successiva e immediata ricombinazione, in quanto per effetto del forte campo elettrico l'elettrone viene spinto nel materiale di tipo n, mentre la lacuna viene spinta verso il materiale di tipo p. Se ai capi dei due elementi si inseriscono dei morsetti che vengono chiusi su un carico esterno, la differenza di potenziale creata genera una corrente elettrica. L'effetto fotovoltaico è una combinazione dell'*effetto fotoelettrico* e dell'*effetto volta*, dovuto alla presenza del campo elettrico all'interfaccia della giunzione p-n. In Figura 5 è riportato lo schema di una cella fotovoltaica.

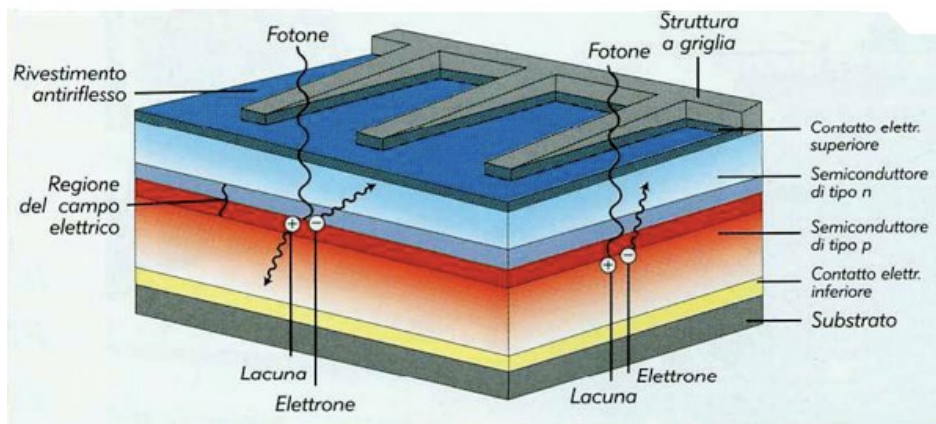


Figura 5. Schema di una cella fotovoltaica

1.5 Prestazioni di una cella fotovoltaica

La quota di energia irraggiata dal sole che potrebbe essere teoricamente convertita in energia elettrica in una cella fotovoltaica di silicio è pari al 75% circa. Tale frazione è associata alla radiazione con lunghezze d'onda inferiori a 1.1 [\mu m] , che sono in grado di generare le coppie elettrone-lacuna. Nella realtà il rendimento elettrico delle celle fotovoltaiche è molto inferiore al 75%. Le principali cause di perdita sono le seguenti:

- Perdite ottiche: dovute al fatto che non tutti i fotoni incidenti arrivano alla giunzione. Alcuni vengono riflessi dal vetro posto davanti alla cella o dalla griglia dei conduttori;
- Perdite per ricombinazione di alcune coppie elettrone-lacuna prima che la carica giunga agli elettrodi;
- L'energia in eccesso rispetto all'energy gap viene dissipata sotto forma di calore (associata a fotoni con $\lambda < 1.1 \text{ [\mu m]}$);
- Perdite per effetto Joule nella cella e negli elettrodi.

I fenomeni fisici in atto all'interno di una cella fotovoltaica permettono di modellarla mediante un circuito equivalente costituito da un diodo, un generatore di corrente stazionario e da due resistenze, una in serie e l'altra in parallelo con il generatore, che rendono ragione rispettivamente delle perdite per

effetto Joule e delle perdite di ricombinazione. In Figura 6 è riportata, a livello qualitativo, la curva caratteristica di una cella nel piano tensione-corrente, ottenuta per una certa intensità della radiazione solare incidente ed in Figura 7 il circuito equivalente di una cella fotovoltaica.

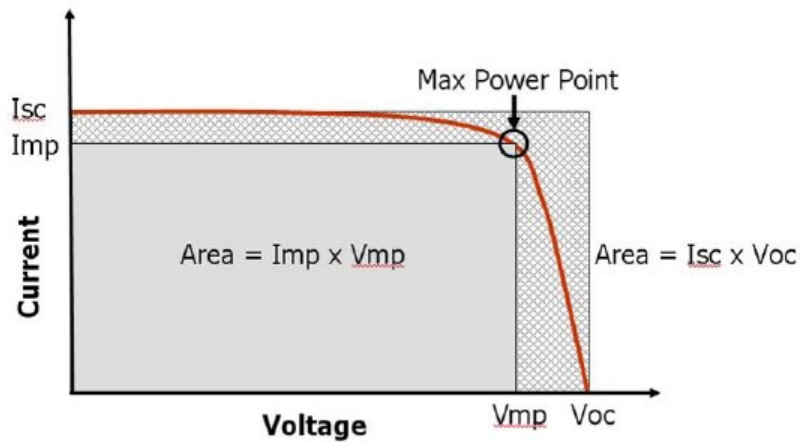


Figura 6. Curva caratteristica di una cella fotovoltaica

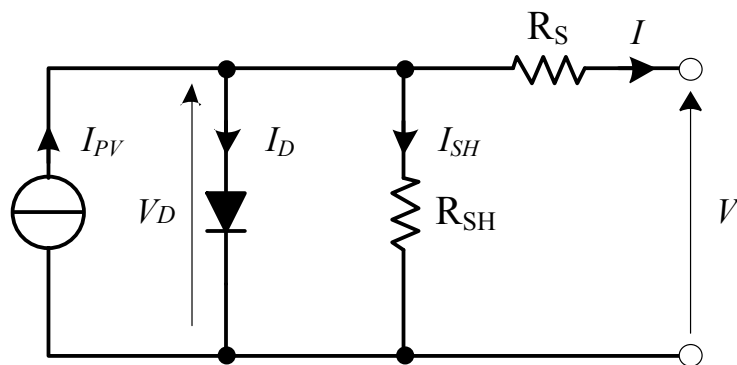


Figura 7. Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

Il punto V_{oc} corrisponde alla tensione della cella a circuito aperto, in questa situazione si ha $V=V_{oc}$ e $I=0$, è la tensione ai morsetti della cella quando a questa non eroga corrente, I_{sc} è la corrente di corto circuito, in questa situazione

si ha $V=0$ e $I=I_{cc}$, è la corrente erogata dalla cella quando questa viene cortocircuitata. Si nota inoltre che esiste un unico punto di funzionamento in cui la potenza sviluppata dalla cella (P_m), prodotto di tensione (V_{mp}) e corrente generata (I_{mp}), è massimo (MPP)

Si definiscono inoltre il fattore di riempimento FF e il rendimento η della cella come:

$$FF = \frac{P_m}{I_{sc} * V_{oc}} \quad 1.3$$

$$\eta = \frac{P_m}{P_{inc}} \quad 1.4$$

dove P_{inc} è la potenza della radiazione solare incidente. In generale durante il funzionamento la caratteristica della cella è funzione di due variabili principali: intensità della radiazione solare e temperatura di esercizio.

1.6 Prestazioni al variare delle condizioni ambientali

In questo paragrafo si valuta l'influenza delle condizioni ambientali irraggiamento G e temperatura T sulla curva caratteristica e sulle prestazioni di una cella fotovoltaica.

1.6.1 Variazione della temperatura

Sul datasheet dei moduli commerciali sono indicati coefficienti che esprimono la variazione della corrente di corto circuito, della tensione di circuito e della potenza dell'MPP aperto in funzione della temperatura, che sono così definiti:

$$\alpha I_{sc} = \left. \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \right|_{G_{ref}} \quad 1.5$$

$$\beta V_{oc} = \left. \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \right|_{G_{ref}} \quad 1.6$$

$$\gamma P_{MPP} = \left. \frac{\partial P_m}{\partial T} \right|_{G_{ref}} \quad 1.7$$

È bene precisare che tali valori sono misurati sperimentalmente dal costruttore in sede di prove effettuate sui moduli, tenendo l'irraggiamento costante pari a quello di riferimento (1000 W/m²) e facendo variare la temperatura, e pertanto valgono solo per la corrente di corto circuito, per la tensione di circuito aperto e per il valore di massima potenza, non (come si potrebbe erroneamente pensare) per ogni coppia di valore tensione-corrente che si trova sulla curva caratteristica. Così come sono definiti si osserva che si misurano rispettivamente in [A/K] e [V/K]. È pratica comune tuttavia normalizzarli sulla base della corrente di corto circuito e tensione di circuito aperto in condizioni di riferimento (1000 W/m², 25 °C, AM 1,5), e misurarli quindi in [%/K].

La tensione di circuito aperto diminuisce con la temperatura, mentre la corrente di corto circuito aumenta con la stessa, anche se in misura minore, quindi il coefficiente αI_{sc} è positivo, mentre βV_{oc} è negativo. Per calcolare i valori di I_{sc} e V_{oc} a diversi livelli di temperatura (a irraggiamento di riferimento) si utilizzano quindi le relazioni:

$$I_{sc} = I_{sc,ref} + \alpha I_{sc} * (T_c - T_{c,ref}) \quad 1.8$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} + \beta V_{oc} * (T_c - T_{c,ref}) \quad 1.9$$

$$P = P_{,ref} + \gamma P_{MPP} * (T_c - T_{c,ref}) \quad 1.10$$

Se i coefficienti sono misurati in [A/K] e [V/K], mentre

$$I_{sc} = I_{sc,ref} * (1 + \alpha_{I_{sc}} * (T_c - T_{c,ref})) \quad 1.11$$

$$V_{oc} = V_{oc,ref} * (1 + \beta_{V_{oc}} * (T_c - T_{c,ref})) \quad 1.12$$

$$P_m = P_{MPP,ref} * (1 + \gamma_{P_{MPP}} * (T_c - T_{c,ref})) \quad 1.13$$

Se i coefficienti sono misurati in [%/K].

Si ricorda che con il pedice "ref" si indicano i parametri riferiti alla condizioni di riferimento definite precedentemente. Questi parametri sono molto utilizzati, perché risultano di facile reperibilità e utilizzo pratico, tuttavia non spiegano fisicamente a cosa siano dovuti i cambiamenti della curva caratteristica a causa della temperatura. Per far questo occorre analizzare come variano i parametri del modello rispetto alla temperatura.

La resistenza in parallelo e quella in serie sono, in prima approssimazione, ritenute indipendenti dalla temperatura, per la corrente di illuminazione, essendo molto simile a quella di corto circuito, e correlata al valore della stessa solo dai valori delle due resistenze (assunti indipendenti dalla temperatura) è utilizzata la seguente formula per calcolarne la variazione:

$$I_{pv} = I_{pv,ref} * (1 + \alpha_{I_{sc}} * (T_c - T_{c,ref})) \quad 1.14$$

Il potenziale termico del diodo è direttamente proporzionale alla temperatura, pertanto

$$V_t = V_{t,ref} * \frac{T_c}{T_{c,ref}} \quad 1.15$$

Infine, la corrente di saturazione inversa del diodo, che è assunta indipendente dall'irraggiamento presenta tuttavia una forte dipendenza dalla temperatura, che può essere espressa con la seguente relazione

$$I_o = I_{o,ref} * \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 * e \left[\frac{1}{K} * \left(\frac{E_{g,ref}}{T_{c,ref}} - \frac{E_g}{T_c}\right) \right] \quad 1.16$$

Dove k è la costante di Boltzmann, $E_{g,ref}$ è l'energy gap del silicio a 25 [°C] (espresso in Joule), che vale 1.121 [eV], mentre E_g è l'energy gap del silicio alla temperatura T, che si ricava da $E_{g,ref}$ con la seguente relazione di tipo semi-empirico

$$E_g = E_{g,ref} * \left(1 - 0.0002677 * (T_c - T_{c,ref})\right) \quad 1.17$$

Le curve caratteristiche di una cella fotovoltaica al variare della temperatura risultano essere le seguenti:

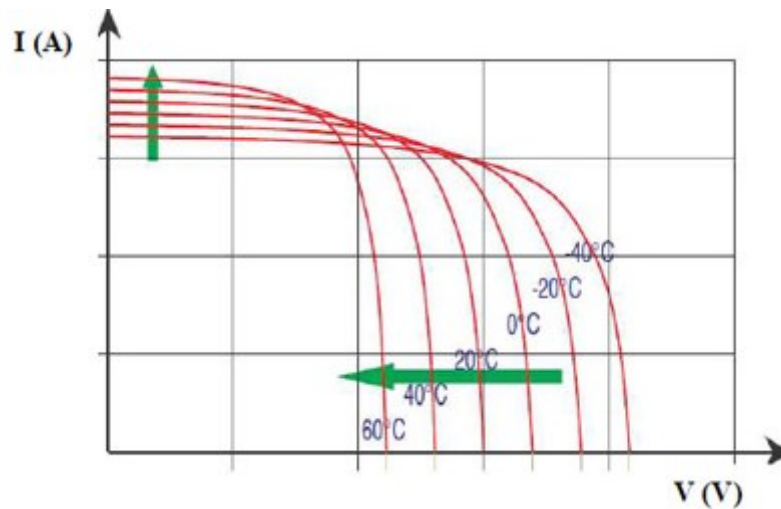


Figura 8. Curva caratteristica in funzione della temperatura

Si nota, che la corrente di corto circuito cresce leggermente con la temperatura, a causa dell'energy gap del silicio che si riduce, aumentando così l'intensità della corrente foto generata, mentre la riduzione della tensione di circuito aperto è causata essenzialmente dall'incremento di I_0 con la temperatura, che porta il comportamento esponenziale del diodo a manifestarsi per livelli inferiori di tensione. Globalmente, questo porta ad una riduzione della potenza generata dalla cella al crescere della temperatura, effetto che può essere calcolato e quantificato con un coefficiente di variazione della potenza con la temperatura (normalmente fornito anch'esso nel datasheet e normalizzato sulla potenza nelle condizioni di riferimento).

1.6.2 Variazione dell'irraggiamento

L'effetto più importante dell'irraggiamento è legato alla variazione della corrente fotogenerata, in maniera pressoché lineare, determinando una traslazione in direzione verticale della curva caratteristica; gli altri parametri del modello possono ritenersi costanti al variare dell'irraggiamento, a parte un effetto marginale che riguarda la resistenza di shunt per bassi valori di irraggiamento. La corrente fotogenerata risulta direttamente proporzionale al livello di irraggiamento che riceve la cella, in quanto, a pari probabilità di incidenza del fotone con l'atomo di silicio, maggiore è la quantità di fotoni incidenti, maggiore è quella di elettroni che riescono a compiere il salto energetico dalla banda di valenza a quella di conduzione, e quindi a contribuire all'effetto fotovoltaico. La formula che esprime la dipendenza della corrente foto generata dall'irraggiamento è quindi la seguente:

$$I_{pv} = I_{pv,ref} * \frac{G}{G_{ref}} \quad 1.18$$

E la curva caratteristica della cella fotovoltaica varia nel modo seguente:

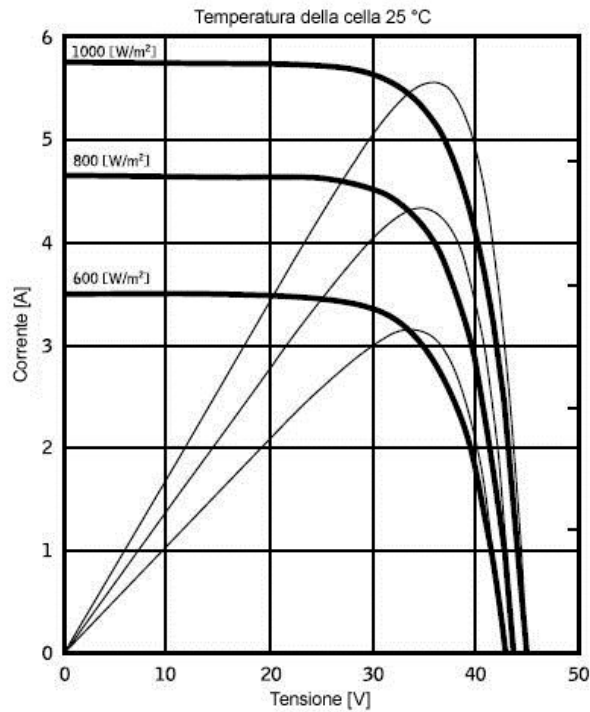


Figura 9. Caratteristica I-V di una cella al variare dell'irraggiamento

Come effetto sui parametri sensibili, si ha che la corrente di corto circuito cresce in modo lineare rispetto all'irraggiamento, al pari della corrente fotogenerata:

$$I_{sc} = I_{sc,ref} * \frac{G}{G_{ref}} \quad 1.19$$

La tensione di circuito aperto cresce anch'essa, ma in modo logaritmico, come effetto indiretto della traslazione lungo l'asse delle correnti della curva caratteristica.

1.7 Celle e moduli fotovoltaici

La cella rappresenta la base di un sistema fotovoltaico; Circa l'80% delle celle è realizzata in silicio poli o mono cristallino, l'altro 20% è coperto principalmente dalla tecnologia amorfa. Quest'ultima è principalmente utilizzata nelle micro applicazioni (alimentazione di calcolatrici, orologi), per le quali si ha bisogno di celle di bassa potenza e peso contenuto, facilmente ottenibili con questa tecnologia. Le celle costituite da sottili cristalli di silicio sono molto fragili e dunque poco resistenti a sforzi meccanici o deformazioni, per cui sono appoggiate su supporti rigidi prima di essere assemblate, una accanto all'altra con i relativi collegamenti elettrici in modo da formare un modulo fotovoltaico (vedi Figura 10).

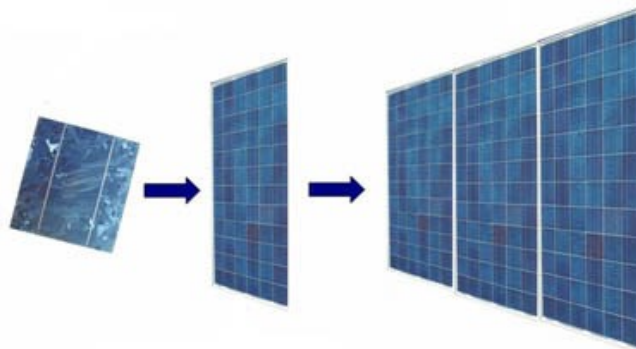


Figura 10. Cella, modulo solare

1.7.1 Celle al silicio cristallino

Il silicio è il materiale più utilizzato nella realizzazione delle celle fotovoltaiche; questo è dovuto sia alle sue proprietà, sia al fatto che tale materiale è presente sulla Terra in quantità pressoché illimitata. Un'altra importante caratteristica del silicio è la sua non tossicità; infine tale materiale è un semiconduttore molto noto, in quanto estremamente diffuso nell'industria elettronica. La dimensione della cella fotovoltaiche va da 8 cm (cella obsoleta), a 15 cm (standard attuale per celle in silicio). L'ampiezza della superficie di cella è molto significativa in

quanto il suo incremento è direttamente proporzionale alla crescita di potenza.
La forma della cella è solitamente quadrata ma può anche avere angoli smussati.

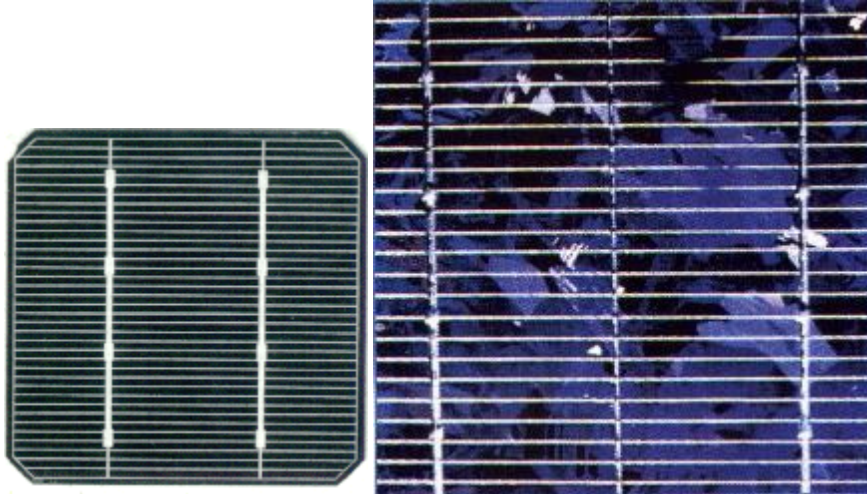


Figura 11. Da sinistra: silicio monocristallino e silicio policristallino

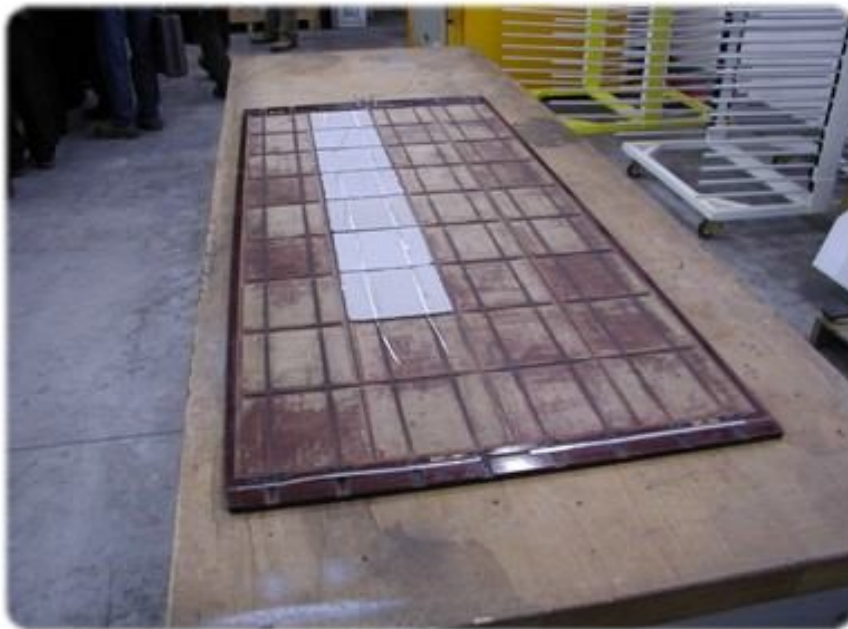


Figura 12. Posizionamento delle celle

1.7.1.1 Celle al silicio monocristallino

Le celle in silicio monocristallino hanno un grado di purezza più elevato rispetto a quelle in policristallino ed hanno un'efficienza maggiore (dal 14 al 17%); è per questo che risultano più costose. Hanno uno spessore che varia tra i 0,2 e i 0,3 mm e sono garantite per 25 anni, anche se la loro vita può arrivare fino a 30 anni. Le principali applicazioni riguardano tutti quei contesti in cui è necessaria un'elevata efficienza di conversione. La realizzazione di celle in silicio monocristallino avviene attraverso il metodo Czochralsky.

Tale metodo consiste in varie fasi:

- Si immerge per pochi mm un seme monocristallino di silicio in un crogiolo in cui vi è silicio puro fuso; gli atomi di silicio fuso, a contatto con il seme monocristallino introdotto, si orientano secondo il reticolo atomico della struttura del silicio. Il silicio fuso viene mantenuto a una temperatura leggermente superiore a quella di fusione.
- Si procede sollevando il seme, estraendolo dalla massa fusa; il silicio fuso aderente si solidifica rapidamente conservando la struttura monocristallina del seme. Mediante un controllo rigoroso della temperatura del materiale fuso, dell'atmosfera nella camera e della velocità di estrazione, ed evitando ogni tipo di vibrazione, è possibile ottenere dei fusi omogenei di forma cilindrica con un diametro di 15-20 [cm] e larghezza che può raggiungere anche i 200 cm.
- Si deve poi drogare la cella (nel fuso, prima che tutti diventi solido) con atomi di boro; fatto questo, il cilindro viene tagliato con un disco diamantato in sottili fettine chiamate wafer con spessore di circa 250-350 [μm], le quali costituiranno il supporto (substrato). I wafer vengono poi puliti mediante della soda.
- Si realizzano le giunzioni P-N dopo aver effettuato il drogaggio con atomi di fosforo; si applica infine un sottile strato antiriflesso e si realizzano per serigrafia i contatti elettrici anteriori (griglia metallica) e posteriori (superficie continua metallica).

1.7.1.2 Celle al silicio policristallino

Il silicio policristallino non è realizzato con il processo Czochralsky come lo è il suo precursore. Invece, il silicio grezzo viene fuso e versato in uno stampo quadrato, che una volta raffreddato può essere tagliato in wafer perfettamente quadrati.

- Il processo utilizzato per confezionare il silicio policristallino è più semplice e meno costoso. Dal momento che i wafer sono già quadrati, c'è anche minor spreco in confronto al monocristallino. Pertanto, i pannelli solari policristallini costano meno.
- I pannelli policristallini hanno una tolleranza al calore superiore a quelli realizzati in silicio monocristallino. La temperatura influisce sulle prestazioni di un pannello fotovoltaico e può anche ridurre la durata della sua vita. Tuttavia, la maggior parte dei policristallini sono dotati della stessa garanzia di 25 anni.
- Tendono ad aver risultati migliori rispetto ai monocristallini quando impiegati ad alte temperature.
- Questi pannelli non sono efficienti come quelli monocristallini poiché il silicio è meno puro. In aggiunta l'inferiore tolleranza al calore contribuisce negativamente anche sui tassi di rendimento. Tuttavia, la tecnologia è in costante miglioramento.
- Pertanto, è necessario coprire una superficie maggiore per produrre la stessa potenza elettrica che si farebbe con un pannello in silicio monocristallino.

1.7.2 Moduli fotovoltaici

Le celle vengono assemblate in modo opportuno a costituire un'unica struttura robusta e maneggevole: *il modulo fotovoltaico*

Possono avere dimensioni diverse (i più diffusi hanno superficie che va da 0,5 m² a 1,7 m²) e prevedono tipicamente dalle 34 alle 60 celle collegate elettricamente in serie.

Il processo di produzione dei moduli prevede tre stadi principali:

1. la connessione elettrica delle celle;
2. l'incapsulamento delle celle;
3. il montaggio della cornice e delle cassette di terminazione

La connessione elettrica deve essere effettuata tra celle aventi caratteristiche elettriche il più simile possibile, per evitare di incorrere nel fenomeno del mismatch, ossia in una riduzione di potenza dovute a caratteristiche differenti tra le celle. Il punto 2. si riferisce dell'incapsulamento delle celle stesse; ciò è dovuto al fatto che è necessario evitare che esse vengano in contatto con agenti atmosferici, vengono quindi messe tra uno strato di vetro e uno di materiale polimerico attraverso un processo di laminazione a caldo. La maggior parte dei moduli in commercio è dotata di cornice per il montaggio generalmente in alluminio anodizzato; La presenza della cornice permette inoltre di distribuire meglio gli sforzi sul vetro e sul bordo del modulo riducendo in questo modo la possibilità di formazioni di rotture e crepe.

1.7.3 Impianti fotovoltaici

Un impianto fotovoltaico è costituito da moduli fotovoltaici e dai dispositivi di condizionamento dell'energia (inverter) in grado di convertire l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici nel "formato" richiesto da carico. L'insieme di tutti i moduli collegati allo stesso inverter è chiamato generatore fotovoltaico. Un insieme di moduli collegati meccanicamente tra loro forma un *pannello fotovoltaico*. Più moduli collegati in serie formano una *stringa* più stringhe collegate tra loro in parallelo formano un *generatore fotovoltaico*, vedi Figura 13.

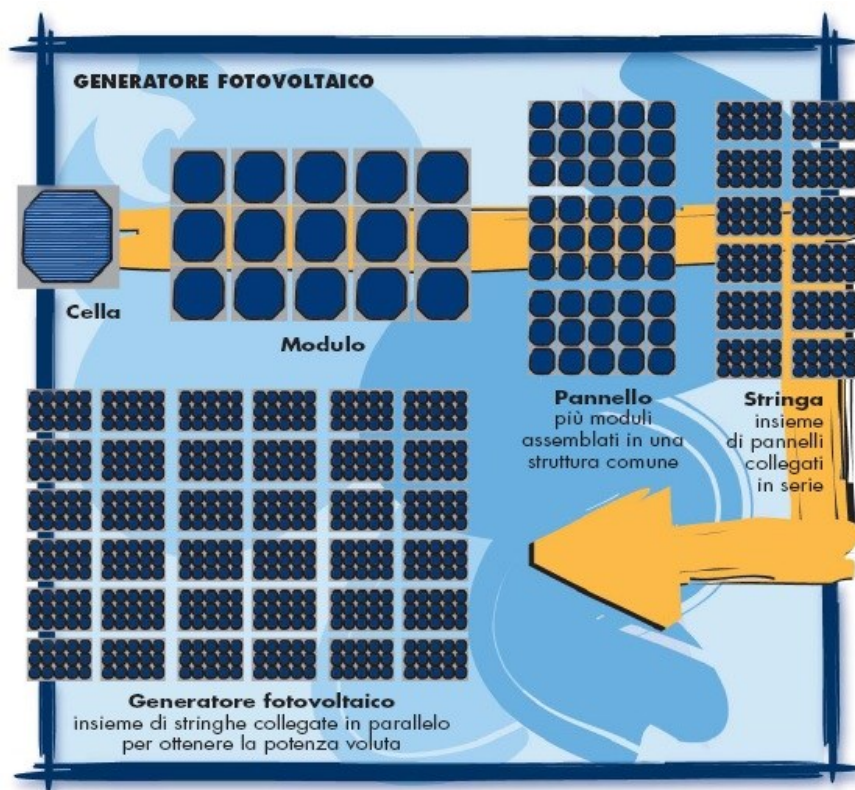


Figura 13. Generatore fotovoltaico

La struttura di un impianto fotovoltaico (isolato o connesso in rete) può essere molto varia, in generale si possono distinguere tre elementi fondamentali:

- il campo fotovoltaico
- il sistema di condizionamento della potenza
- un sistema di misura/acquisizione dati

Si può distinguere inoltre tra due tipologie di impianti fotovoltaici:

- Impianto isolato (*stand alone*)
- Impianto connesso alla rete (*grid connected*)

Gli *impianti isolati*, proprio per il fatto di non essere collegati alla rete elettrica, sono in genere dotati anche di sistemi di accumulo dell'energia prodotta.

L'accumulo è reso necessario dal fatto che il campo fotovoltaico può fornire

energia solo nelle ore diurne, mentre la richiesta da parte dell'utenza può essere in ore diverse. Una configurazione di questo tipo comporta che il campo fotovoltaico venga sovra dimensionato in partenza, in relazione alla potenza richiesta dal carico, in modo tale da permettere, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico che la ricarica delle batterie di accumulo, con un certo margine di sicurezza per tenere conto di giornate di scarsa insolazione. Si può sempre prevedere in questo caso, come integrazione o come back-up in caso di guasto dell'impianto, un sistema tradizionale di generazione, per esempio un generatore diesel di emergenza. Un sistema isolato risulta economicamente vantaggioso (spesso anche in assenza di incentivi) in tutti quei casi in cui non è presente la rete elettrica e la realizzazione del collegamento elettrico alla rete nazionale implicherebbe dei costi elevati o difficoltà tecniche. Si pensi per esempio ai ripetitori radio o GSM, ai lampioni stradali in luoghi isolati, ai dispositivi di segnalazione luminosa in mare, alle utenze isolate tipicamente in ambiente montano, agricolo o sulle isole.

L'impianto connesso in rete invece non è provvisto di sistemi di accumulo, in quanto l'energia prodotta durante le ore di insolazione viene immessa nella rete elettrica; viceversa durante le ore di insolazione scarsa o nulla l'eventuale carico dell'utenza presso cui è installato l'impianto viene alimentato dalla rete.

Un sistema di questo tipo, dal punto di vista della continuità di servizio, risulta chiaramente più affidabile di uno stand alone che in caso di guasto può non avere possibilità di alimentazione alternativa. Nell'impianto grid connected è la rete stessa l'elemento in grado di scambiare qualunque quantitativo di energia.

I principali componenti che costituiscono un impianto fotovoltaico connesso in rete sono:

- Moduli fotovoltaici
- Inverter per la connessione in rete
- Dispositivo di interfaccia con la rete elettrica

L'inverter è un dispositivo che trasforma la corrente continua prodotta dai moduli in corrente alternata (50 Hz in Europa), alla tensione opportuna per alimentare il carico dell'utente e/o immetterla in rete con la quale lavora in

regime di interscambio. L'inverter è un componente tra i più importanti nei sistemi collegati in rete in quanto ad esso è associato il controllo del generatore fotovoltaico al fine di massimizzare la sua produzione. Gli algoritmi di controllo atti a tale scopo prendono il nome di MPPT (Maximum Power Point Tracking). Le centrali fotovoltaiche, sono impianti grid connected nei quali non è presente un carico elettrico dell'utenza e tutta l'energia prodotta è immessa nella rete elettrica nazionale. Si sono realizzati finora impianti di taglia di qualche MW.

Capitolo 2

2.1 Fenomeno dell'Hot spot

In condizioni di funzionamento normale, nella cella fotovoltaica il fenomeno fisico principale è la conversione della radiazione luminosa in energia elettrica. La potenza elettrica, data dal prodotto della tensione per la corrente di cella, viene erogata verso il carico. Nel caso di un ombreggiamento parziale della cella, la corrente fotogenerata si riduce in modo proporzionale alla percentuale di superficie di cella ombreggiata, con la cella totalmente ombreggiata la corrente fotogenerata è nulla. In un modulo le celle fotovoltaiche vengono collegate in serie per avere una tensione ai morsetti del modulo superiore a quella di una singola cella. Tale connessione comporta che, se anche una singola è ombreggiata, si riduce la corrente e quindi la potenza prodotta dall'intera serie. In condizioni di ombreggiamento parziale, la cella ombreggiata può comportarsi da carico (si inverte la tensione ai sui morsetti). In questo caso la potenza elettrica è convertita in calore per effetto joule producendo un aumento di temperatura che è proporzionale alla percentuale di superficie della cella che è ombreggiata. Questo riscaldamento della cella prende il nome di *Hot spot*, cioè di surriscaldamento della singola cella, il calore prodotto per effetto Joule può essere sufficiente per incendiare la cella o sciogliere le saldature, vedi Figura 14. L'effetto di hot spot produce un cambiamento irreversibile, cioè un degrado significativo delle prestazioni del modulo fotovoltaico.

Uno dei modi per evitare effetti di ombreggiamento è progettare con cura l'impianto fotovoltaico e valutare attentamente gli andamenti delle ombre generate da oggetti nei pressi del generatore fotovoltaico.

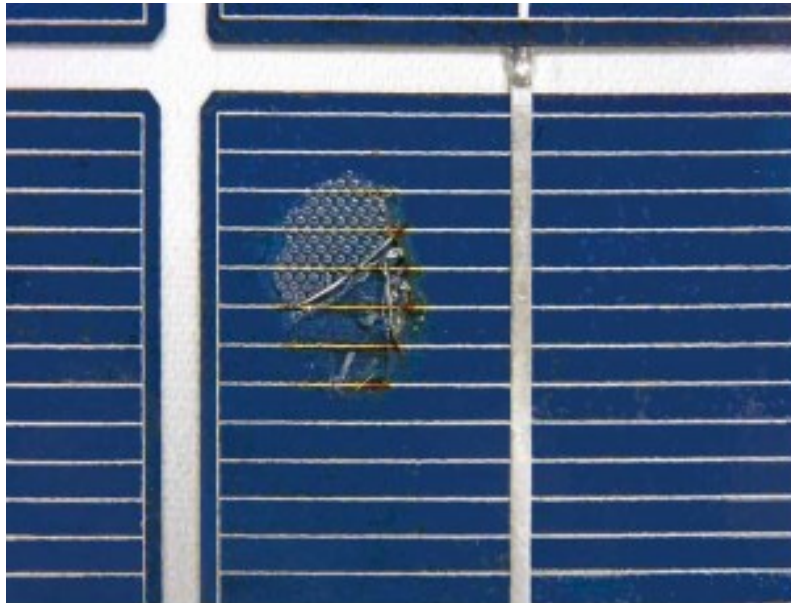


Figura 14. Cella danneggiata

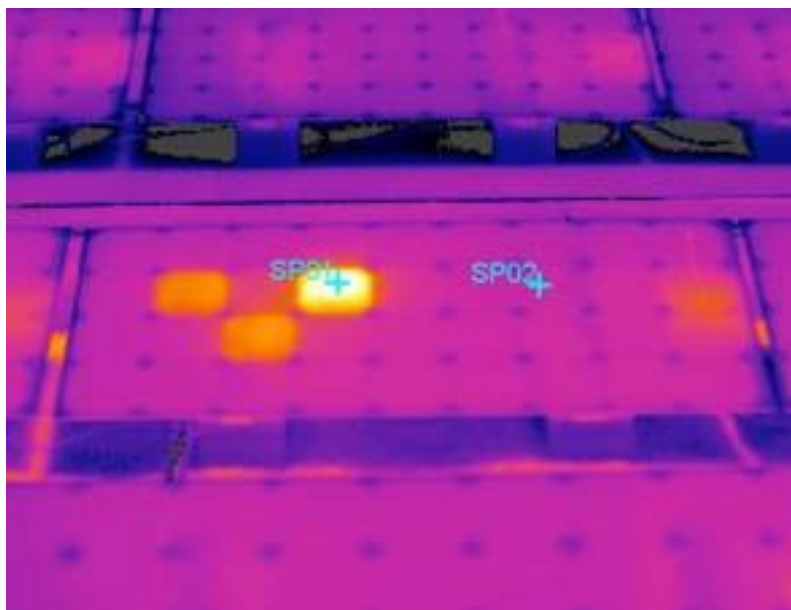


Figura 15. Celle soggette al fenomeno dell'hot spot

2.2 Campo fotovoltaico di Riolo nel comune di Castelfranco

In un impianto fotovoltaico nel comune di Castelfranco Emilia si è osservato sperimentalmente il fenomeno dell' hot spot, causato dall'ombra prodotta da un cavo di media tensione. L'analisi delle immagini termiche e nel campo del visibile mostra che le celle affette da ombreggiamento subiscono un surriscaldamento significativo.

Data: 26/04/2012

Ora di misurazione: 13.44.40

Tabella 1. Dati punti di cella ore 13.44.40.

	Temp. [°C]	Grado di emissività	Temp. riflessa [°C]
Punto più freddo 1	31,4	0,94	20
Punto più freddo 2	30,7	0,94	20
Punto più caldo 1	41,4	0,94	20
Punto più caldo 2	47,9	0,94	20

In Figura 16, si riporta l'immagine termica di alcuni moduli dell'impianto dove è presente il fenomeno, sono segnalati anche i relativi punti descritti nella Tabella 1, mentre in Figura 17 si ha l'immagine nel campo del visibile.

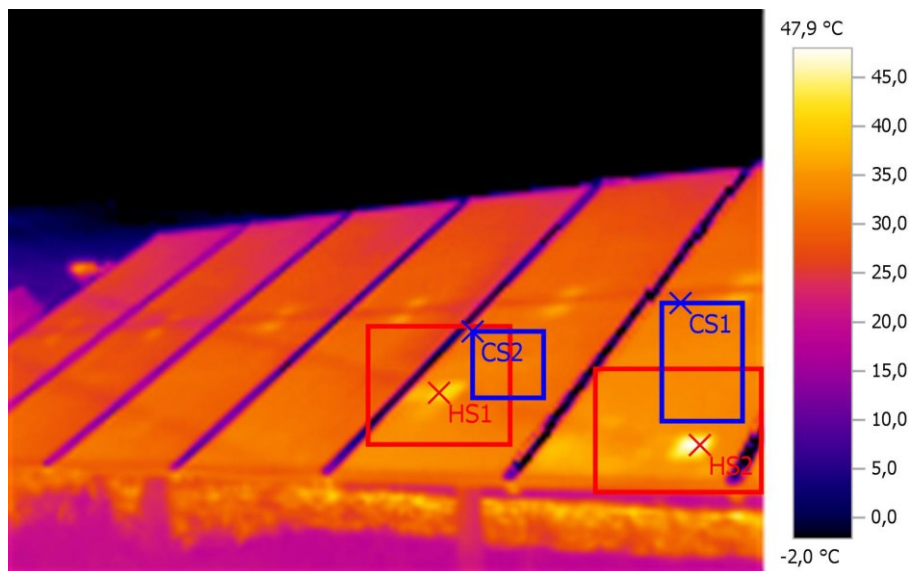


Figura 16. Foto termica campo Castelfranco ore 13.44.40



Figura 17. Foto ombreggiamenti campo Castelfranco ore 13.44.40

Data: 26/04/2012

Ora di misurazione:13.45.00

In Figura 18e in Figura 19 le immagini nel visibile e termiche dei moduli alle ore 13.45.



Figura 18. Foto ombreggiamenti campo Castelfranco ore 13.45.00

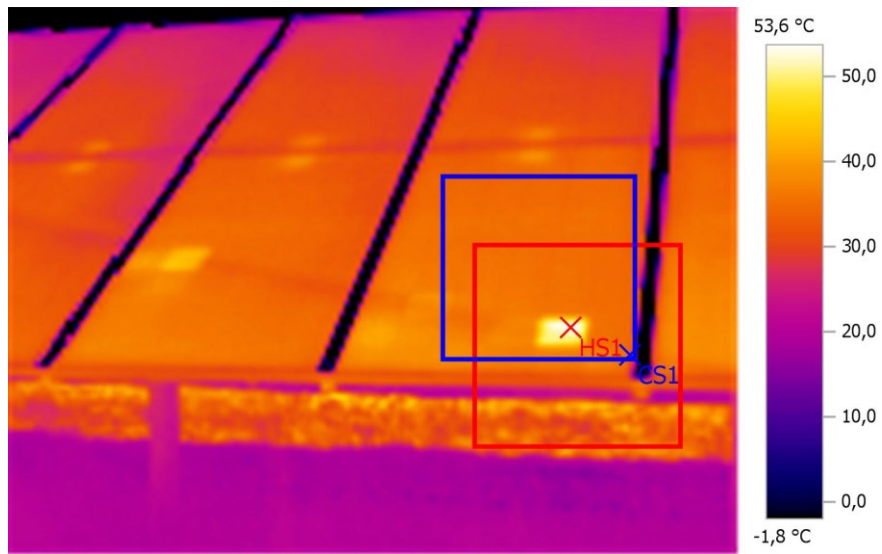


Figura 19. Foto termica campo Castelfranco ore 13.45.00

Tabella 2. Dati punti di cella ore 13.45.00

	Temp. [°C]	Grado di emissività	Temp. riflessa [°C]
Punto più freddo 1	32,7	0,94	20
Punto più caldo 1	53,6	0,94	20

Capitolo 3

3.1 Campagna sperimentale

La campagna sperimentale è stata effettuata per cercare le condizioni per cui il fenomeno di Hot spot si verificasse realizzando la struttura per l'ombreggiamento, utilizzando varie strumentazioni e svolgendo diverse tipologie di prove.

3.2 Struttura utilizzata

Le prove sperimentali sono state effettuate presso il SolarTech^{Lab} del Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano. I moduli fotovoltaici che sono installati hanno la disposizione riportata in Figura 20. In totale sono presenti 21 moduli fotovoltaici di potenza nominale pari a 245 Wp, tutti dotati di tre diodi di bypass, ciascuno di essi individua una sottosezione del modulo, disposta geometricamente per la lunghezza del modulo stesso e costituita da due file da 10 celle ciascuna, 19 moduli sono stati posizionati sulle strutture di supporto con una inclinazione fissa pari a 30°. Ogni modulo è connesso alla rete di distribuzione elettrica grazie a un micro-inverter posizionato subito a valle che ne ottimizza le condizioni di funzionamento.

I due moduli restanti sono orientati in orizzontale (sono su strutture con inclinazione regolabile). Le coordinate geografiche del laboratorio sono quelle del Politecnico di Milano (Via Raffaele Lambruschini, 4-14, 20156 Milano, Italia, latitudine 45.5029441° N, longitudine 9.1564752° E) e l'orientamento dei moduli è verso sud-est, con un azimut 6°.



Figura 20. Foto e schema dei moduli installati nel Solar Tech Lab

Le prove sono state effettuate su un modulo policristallino Vapiemme VPS02B – 245, il cui datasheet è riportato nell'allegato A.

Per ricreare l'ombreggiamento si è costruita una struttura esterna che sostenesse varie tipologie di oggetti ombreggianti a simulare il cavo di media tensione, costituiti da tubo corrugato di diverso diametro e dal cavo di una prolunga.



Figura 21. A sinistra, tubo corrugato. A destra, prolunga.

Un problema strutturale che è sorto immediatamente è stato quello della distanza della posizione della struttura e della sua altezza, dato che l'obiettivo era quello di creare un'ombra quanto più diffusa possibile come quella riscontrata nel campo fotovoltaico di Castelfranco, ma lo spazio e la possibilità di costruire una struttura alta hanno portato come descritto sopra a utilizzare varie tipologie di cavo per arrivare allo scopo.

Nella realizzazione della struttura ci si è posti l'obiettivo di crearla quanto più alta possibile raggiungendo così i tre metri di altezza e che impedisse forti oscillazioni del cavo.



Figura 22. Inizio e completamento struttura per ombreggiamento



Figura 23. Posizionamento struttura

3.3 Sistemi di misura

Per realizzare la caratterizzazione voltamperometrica di un modulo fotovoltaico è necessario misurare le coppie di valori tensione e corrente ai morsetti del modulo stesso, per una tensione variabile da zero alla tensione di circuito aperto, e per una corrente variabile da zero alla corrente di cortocircuito.

La caratteristica $I - V$ di un modulo fotovoltaico varia con l'irraggiamento e con la temperatura delle celle, pertanto durante la prova di caratterizzazione è necessario conoscere tali parametri. Per misure effettuate sul campo (come in questo caso) il parametro che presenta maggiore variabilità è l'irraggiamento, in quanto è profondamente influenzato dalla variabilità delle condizioni atmosferiche, come la presenza di vento e nuvole. È quindi necessario effettuare la prova nel minor tempo possibile. A tal fine il modulo fotovoltaico dev'essere collegato ad uno strumento automatico costituito da un sistema di controllo e acquisizione dati (elettronica di misura e comando) e da un carico variabile (circuito di test).

3.3.1 Strumentazione fornita da TeamWare

Per il tracciamento della curva caratteristica si utilizza come circuito di test, che realizza un carico variabile, un condensatore che si carica con la corrente generata dal modulo fotovoltaico. Lo strumento è composto da due parti:

- (circuito di test), Un hardware di test che, mediante l'apertura e la chiusura di teleruttori, collega il modulo fotovoltaico al carico variabile e permette quindi il tracciamento della curva caratteristica. Esso è comandato da un'unità di controllo collegata con il PC;
- (analizzatore di rete "Wally"), Uno strumento di misura che campiona tensione e corrente ai morsetti del modulo, li salva in memoria e li trasferisce al PC.

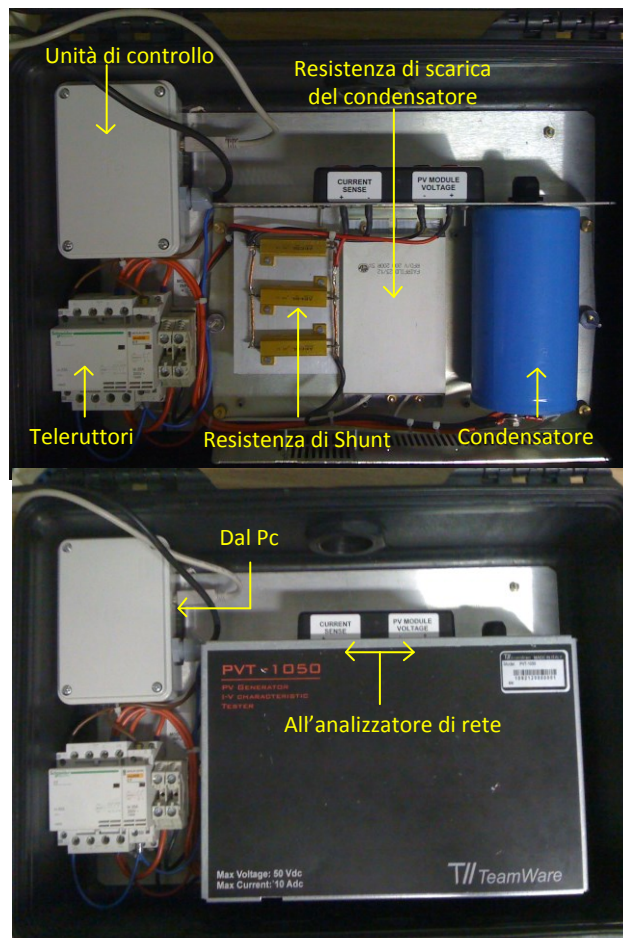


Figura 24. Componenti apparecchiatura TeamWare

Lo schema di principio dello strumento TeamWare è riportato in Figura 25. La prova inizia con l'apertura dell'interruttore S₂, che scarica e mantiene scarico il condensatore, e la chiusura dell'interruttore S₁. La corrente prodotta dal modulo fotovoltaico carica progressivamente il condensatore e la prova termina quando la tensione sul condensatore raggiunge il valore della tensione a vuoto del modulo.

La misura della tensione e della corrente è effettuata da un analizzatore di rete utilizzato in modalità di "analisi di transitori". Esso è equipaggiato con convertitori A/D a 12 bit e campiona i segnali di tensione e corrente in modo simultaneo con frequenza di campionamento di 12.5 kHz.

La capacità del condensatore è stata dimensionata per fare in modo che la durata della prova non sia superiore a 0.5 s, in questo modo la caratteristica voltamperometrica si compone di circa 6250 coppie di valori. La misura della corrente è di tipo indiretto, mediante la resistenza di shunt. Una volta terminata la misura S₁ si apre e S₂ si chiude, per far scaricare il condensatore sulla resistenza di scarica.

Il coordinamento tra i componenti del sistema di misura è circuito di misura è gestito da un PC il quale, mediante apposito software:

- Comanda la commutazione dei teleruttori presenti nel circuito di misura attraverso un'unità di controllo che fa da interfaccia;
- Scarica i dati memorizzati dall'analizzatore di rete al termine di ogni prova.

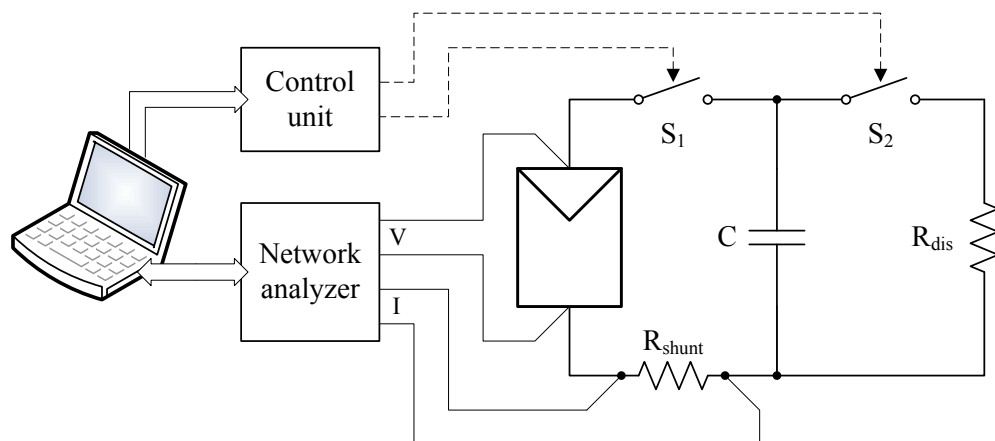


Figura 25. Schema di principio apparecchiatura TeamWare

Le caratteristiche metrologiche dell'analizzatore di rete "Wally" sono riportate in Tabella 3

Tabella 3. Caratteristiche metrologiche dell'analizzatore di rete

	Fondo scala	Accuratezza nel range 1% - 10 % fs	Accuratezza nel range 10% - 130 % fs	Accuratezza nel range 130% - 150 % fs
Tensione	100 V	1 V	100 mV	1 V
Corrente	3 V	30 mV	3 mV	30 mV

3.3.2 Inverter

Un altro strumento di misura utilizzato collegato direttamente al modulo è l'inverter, è un apparato elettronico in grado di trasformare una corrente continua (DC), in una corrente alternata (AC) ad una determinata tensione e frequenza. Utilizzato per misurare in ingresso e uscita dal modulo tensioni e correnti. Altra funzione è quella denominata MPPT, (Maximum Power Point Tracker) indispensabile per sfruttare al meglio il punto di massima potenza di un impianto fotovoltaico, che corrisponde a determinati valori ottimali di tensione e corrente (il cui prodotto è la potenza). Il punto di massima potenza non è mai fisso, ma varia continuamente a seconda della radiazione solare incidente sui moduli. La funzione MPPT, quindi, ha il compito di "inseguire" i valori ottimali di tensione e corrente, in modo da estrarre dall'impianto la massima potenza disponibile al variare delle condizioni meteo.

3.4 Prove sperimentali

Si sono effettuate due tipologie di prove sperimentali:

- le prove di potenza, atte a misurare la curva potenza-tensione (corrente-tensione) del modulo fotovoltaico affetto da ombreggiamento parziale
- le prove in energia, atte a registrare tensione, corrente e potenza del modulo affetto da ombreggiamento parziale nell'intervallo di tempo in cui permane l'ombreggiamento.

3.4.1 Prove di potenza

Le prove sperimentali di potenza sono state svolte con la struttura per creare l'ombreggiamento montata, i rilievi sono stati effettuati mediante un software per l'acquisizione dei dati, il modulo fotovoltaico era quindi staccato dal suo inverter ma collegato alla strumentazione di misura della caratteristica I-V.

Attraverso un'interfaccia grafica è stato possibile osservare l'andamento dei valori di tensione, corrente e potenza durante l'esecuzione della prova, e le caratteristiche $I - V$ e $P - V$ che se ne ricavano.

Inoltre sono indicati i valori di tensione di circuito aperto, corrente di corto circuito e tensione e corrente al punto di massima potenza.

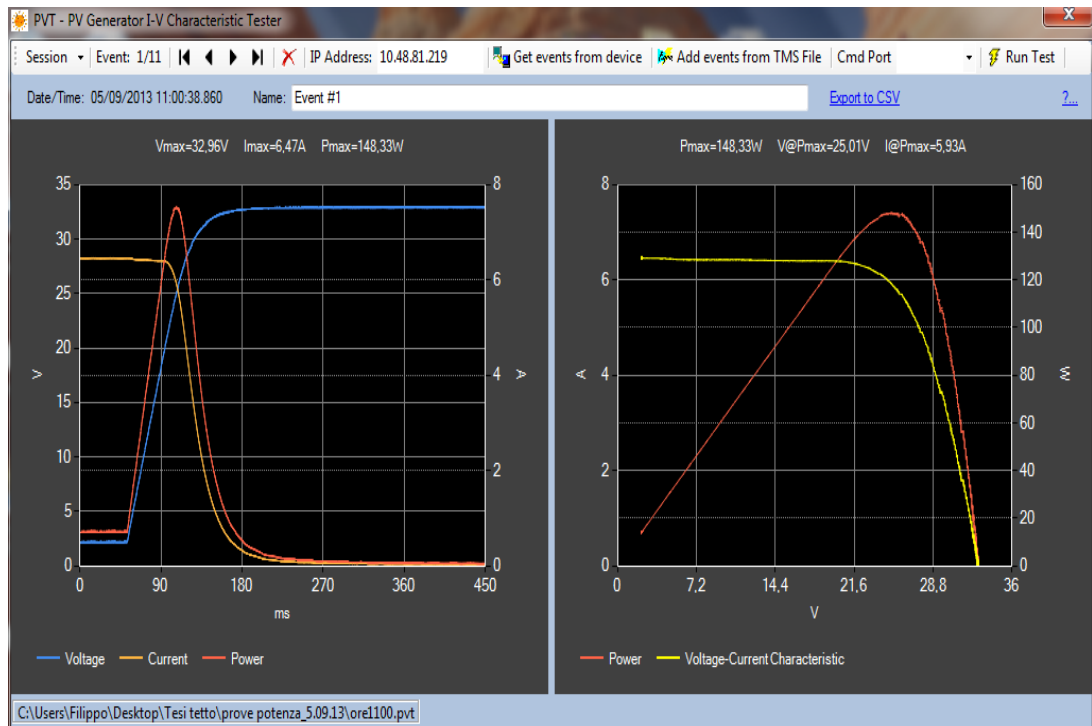


Figura 26. Interfaccia grafica

Le misurazioni sono state fatte ogni cinque minuti variando così l'ombreggiamento. Per ridurre l'errore di misura ogni prova corrisponde ad effettuare dieci volte la misura con modulo ombreggiato, un'ultima misurazione (undicesima) viene effettuata senza ombreggiamento in modo da avere la caratteristica I-V di riferimento del modulo nelle condizioni di temperatura e irraggiamento identiche al gruppo di misure precedenti .

Per ogni misura si è inoltre misurata la temperatura sul modulo mediante termocamera, (Figura 28), l'irraggiamento globale sulla superficie del modulo mediante sensori presenti nella centralina meteo e sono state fatte fotografie per registrare la posizione dell'ombreggiamento al momento della prova, (vedi Figura 27).



Figura 27. Modulo con ombreggiamento

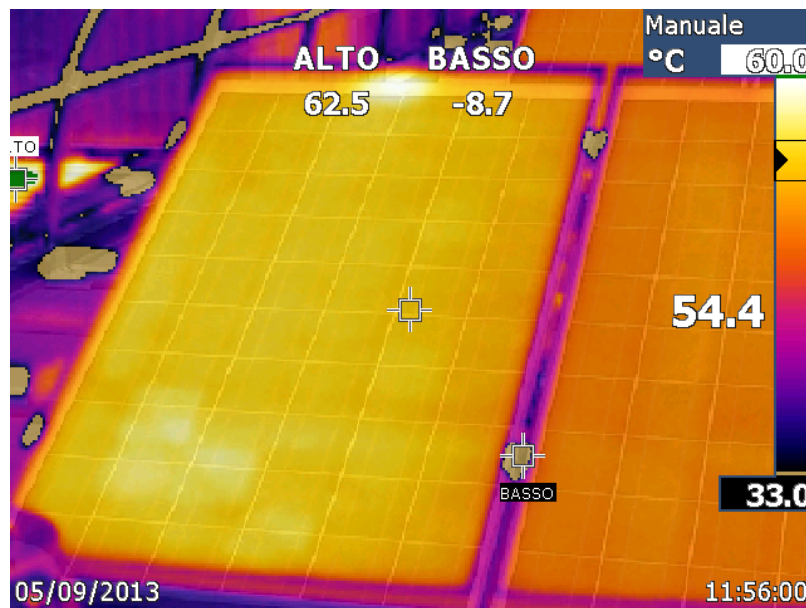


Figura 28. Immagine rilevata con la termocamera

La misura fornisce tre vettori di valori discreti: tensione, corrente e potenza del modulo fotovoltaico. Per permettere una successiva analisi dei dati, tali vettori sono stati esportati dal software PVT ed importati in Matlab.

In Figura 29 il diagramma a blocchi semplificato della catena di misura:

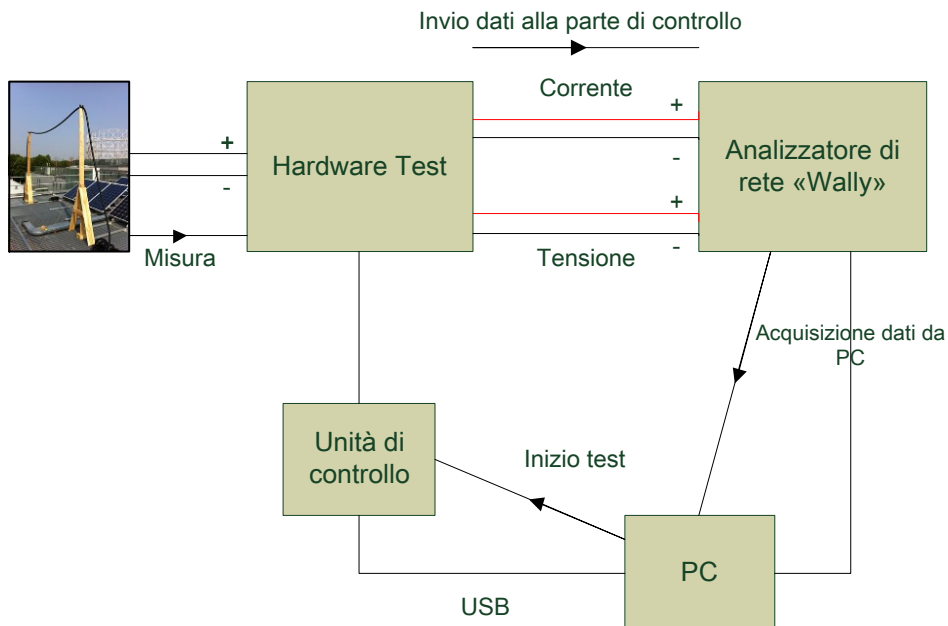


Figura 29. Diagramma a blocchi della misura della strumentazione

3.4.2 Prove in energia

Tali prove sperimentali sono state svolte con la struttura per creare l'ombreggiamento montata, il modulo fotovoltaico collegato al suo inverter per il normale funzionamento.

Sono state fatte sia foto termiche con l'ausilio della termocamera che fotografie del modulo per la registrazione della posizione dell'ombreggiamento.

I dati sono stati presi dal software di monitoraggio degli inverter: si considera la corrente e la tensione di modulo (I_{pan} ; V_{pan}), la potenza in ingresso all'inverter (P_{in}) e l'irraggiamento (I_{rrag}); quest'ultimo rilevato dalla centralina meteo.

L'elaborazione dei dati è effettuata in ambiente Matlab

Capitolo 4

4.1 Analisi dei dati

L'elaborazione dei dati è stata eseguita in ambiente Matlab, partendo dai risultati ottenuti durante la campagna di prove effettuata, considerando quindi separatamente le prove in potenza da quelle in energia.

4.2 Analisi dati prove in potenza

4.2.1 Parametri I-V

Il programma per l'importazione e l'elaborazione delle caratteristiche I-V misurate durante le prove, richiedeva come dati di partenza:

- Le misure fatte nelle prove di potenza con la strumentazione TeamWare
- La temperatura rilevata sul modulo attraverso l'utilizzo di una termocamera
- L'irraggiamento globale e diffuso rilevati al momento della prova provenienti dalla centralina meteo presente nel laboratorio

L'elaborazione delle misure definiva i valori di tensione misurati per ogni valore si determinava la corrente media misurata, veniva poi considerata la caduta di tensione dovuta al cavo di connessione sul modulo. Si richiedeva poi l'inserimento manuale dei dati di temperatura e irraggiamento globale e diffuso, permettendo quindi il calcolo della temperatura media e della radiazione incidente sul modulo.

Come risultati si sono trovati i grafici delle caratteristiche I-V e P-V di tutte le misurazioni fatte ricordando che la frequenza delle prove era di cinque minuti e per ognuna di esse sono state fatte undici misure dove soltanto l'ultima era senza ombreggiamento, è stato eseguito un confronto tra la media delle dieci misure con la nostra condizione di riferimento rappresentata dalla undicesima misurazione. Sono stati qui riportati in base agli orari di svolgimento i risultati ottenuti, le corrispondenti foto del modulo per visualizzare l'ombreggiamento presente e i relativi grafici I-V, P-V e sono stati riportati i punti di MPP (Maximum Power Point).

Alle ore 11.00:



Figura 30. Foto modulo alle ore 11.00

Tabella 4. Caratteristiche modulo alle 11.00

Impp ombra [A]	Vmpp ombra [V]	Pmpp ombra [W]	Impp misurato [A]	Vmpp misurato [V]	Pmpp misurato [W]
5,97	26,22	156,61	6,07	26,03	157,94

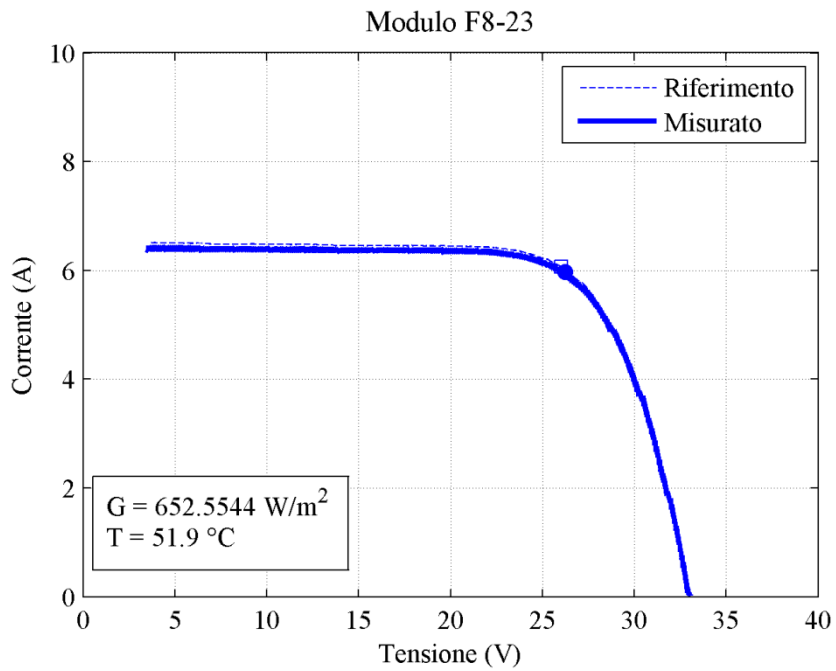


Figura 31. Grafico I-V alle ore 11.00

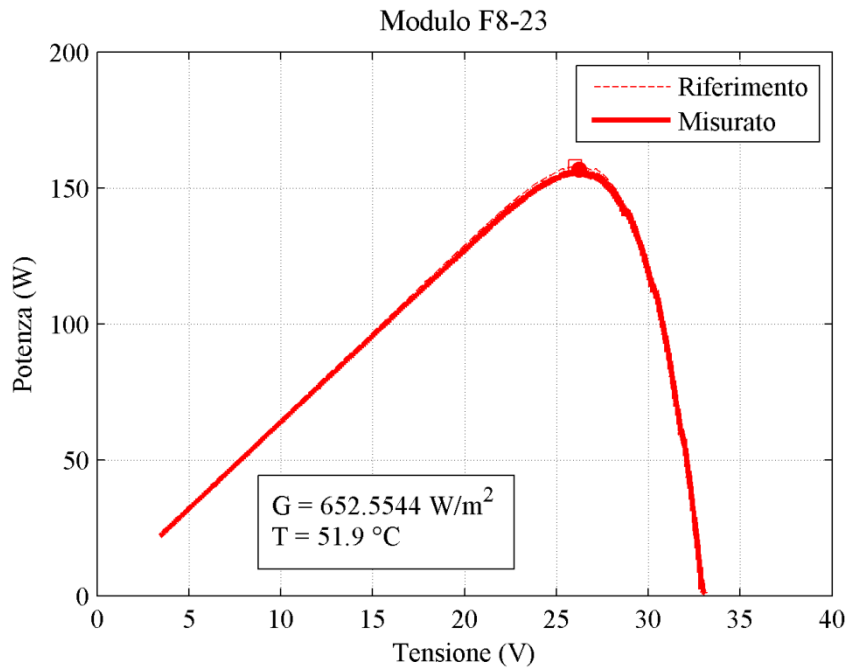


Figura 32. Grafico P-V alle ore 11.00

Alle ore 11.20:



Figura 33. Foto modulo alle ore 11.20

Tabella 5. Caratteristiche modulo alle 11.20

Impp ombra [A]	Vmpp ombra [V]	Pmpp ombra [W]	Impp misurato [A]	Vmpp misurato [V]	Pmpp misurato [W]
6,48	25,79	167,30	6,49	25,90	167,95

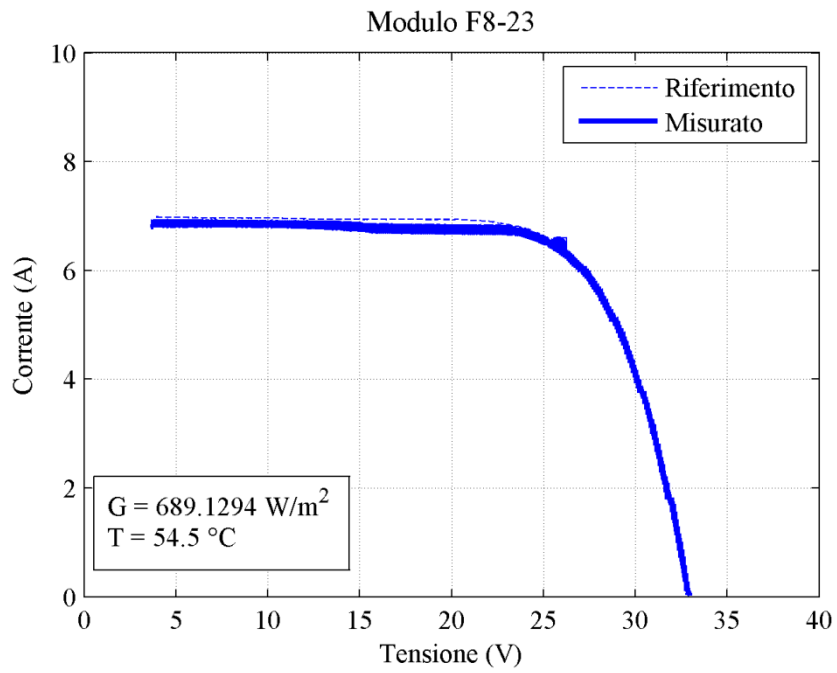


Figura 34. Grafico I-V alle ore 11.20

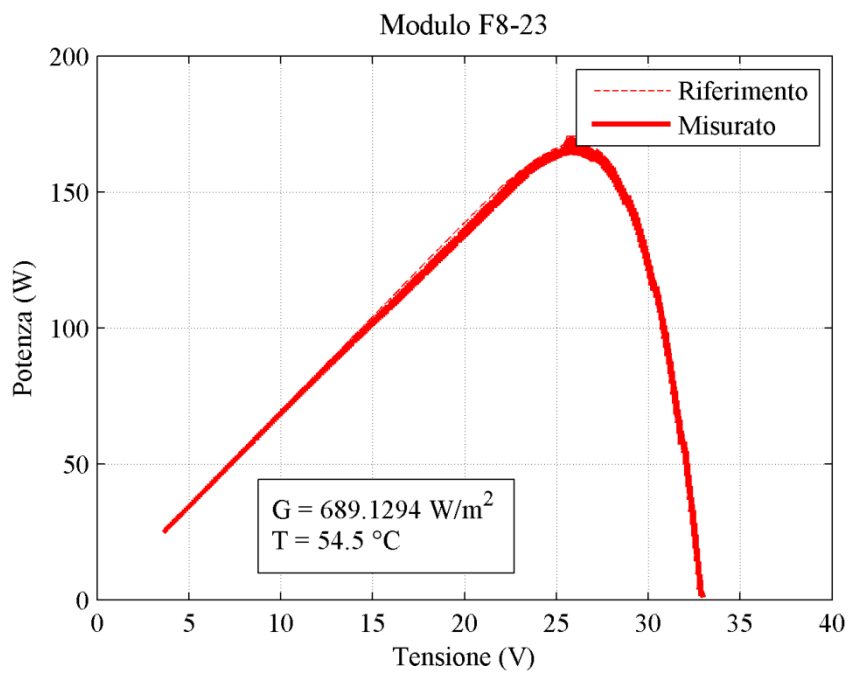


Figura 35. Grafico P-V alle ore 11.20

Alle ore 11.50:



Figura 36. Foto modulo alle ore 11.50

Tabella 6. Caratteristiche modulo alle 11.50

Impp ombra [A]	Vmpp ombra [V]	Pmpp ombra [W]	Impp misurato [A]	Vmpp misurato [V]	Pmpp misurato [W]
6,96	25,57	177,95	6,92	25,78	178,45

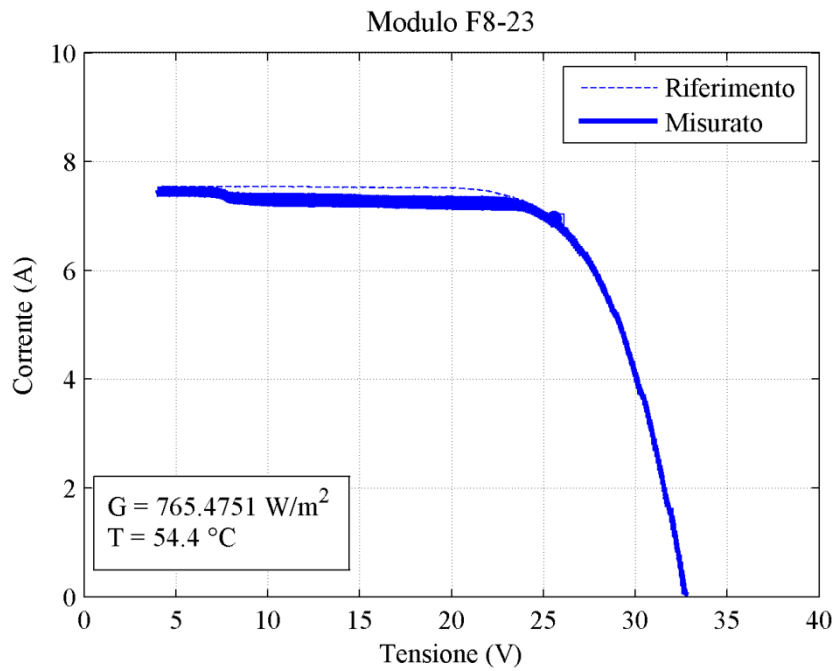


Figura 37. Grafico I-V alle ore 11.50

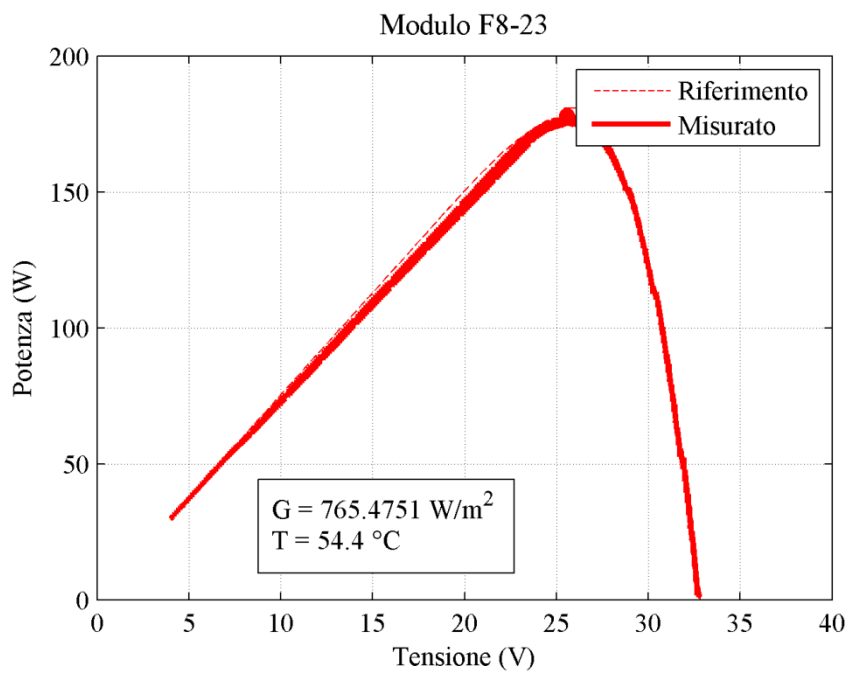


Figura 38. Grafico P-V alle ore 11.50

Alle ore 11.55:



Figura 39. Foto modulo alle ore 11.55

Tabella 7. Caratteristiche modulo alle 11.55

Impp ombra [A]	Vmpp ombra [V]	Pmpp ombra [W]	Impp misurato [A]	Vmpp misurato [V]	Pmpp misurato [W]
6,90	25,67	177,28	6,92	25,46	176,33

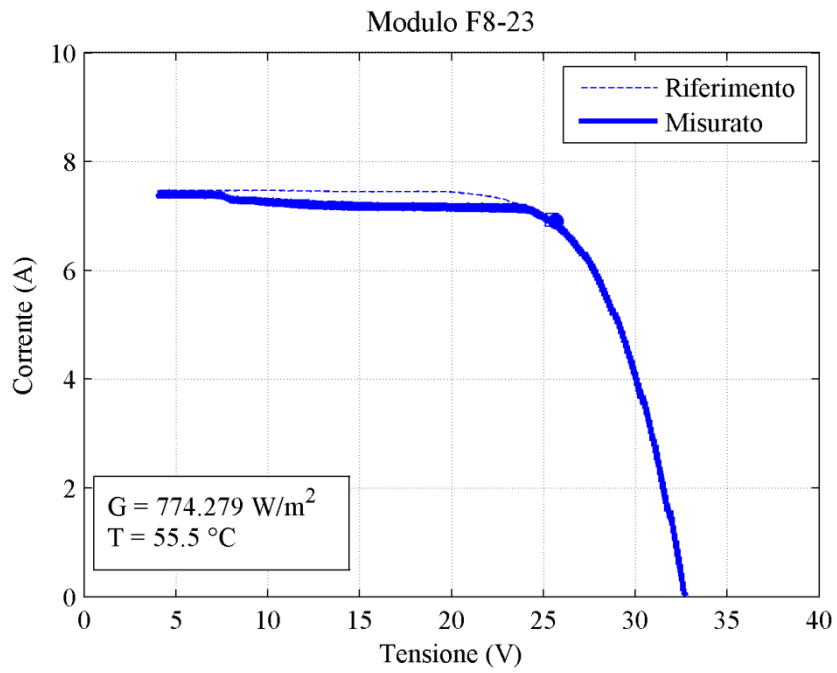


Figura 40. Grafico I-V alle ore 11.55

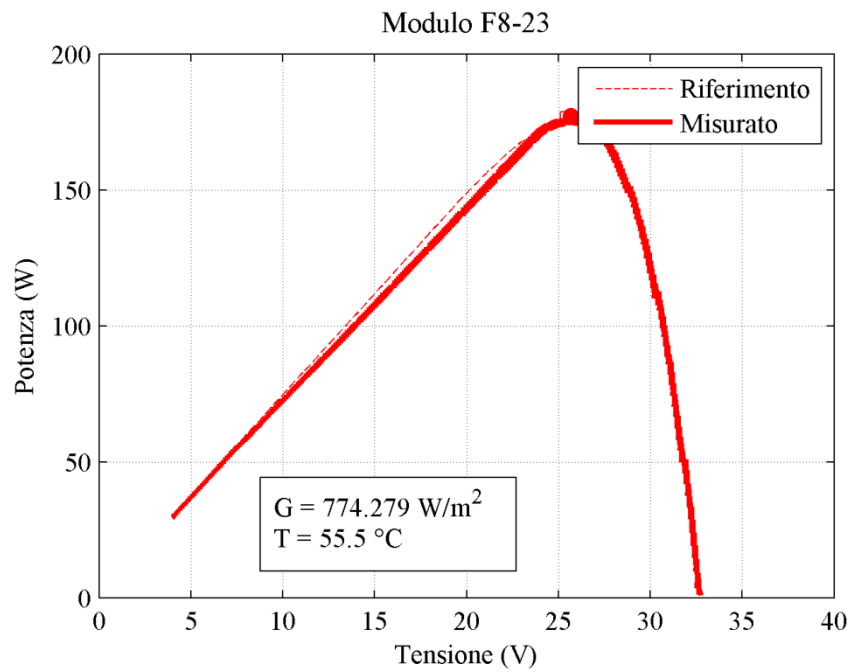


Figura 41. Grafico P-V alle ore 11.55

Alle ore 12.15:



Figura 42. Foto modulo alle ore 12.15

Tabella 8. Caratteristiche modulo alle 12.15

Impp ombra [A]	Vmpp ombra [V]	Pmpp ombra [W]	Impp misurato [A]	Vmpp misurato [V]	Pmpp misurato [W]
7,17	25,52	182,97	7,155	25,51	188,55

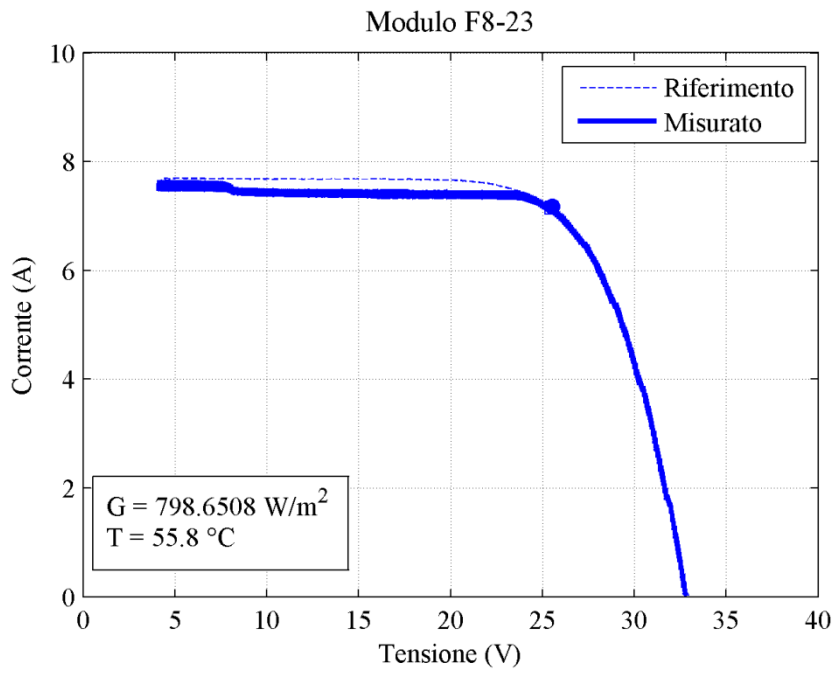


Figura 43. Grafico I-V alle ore 12.15

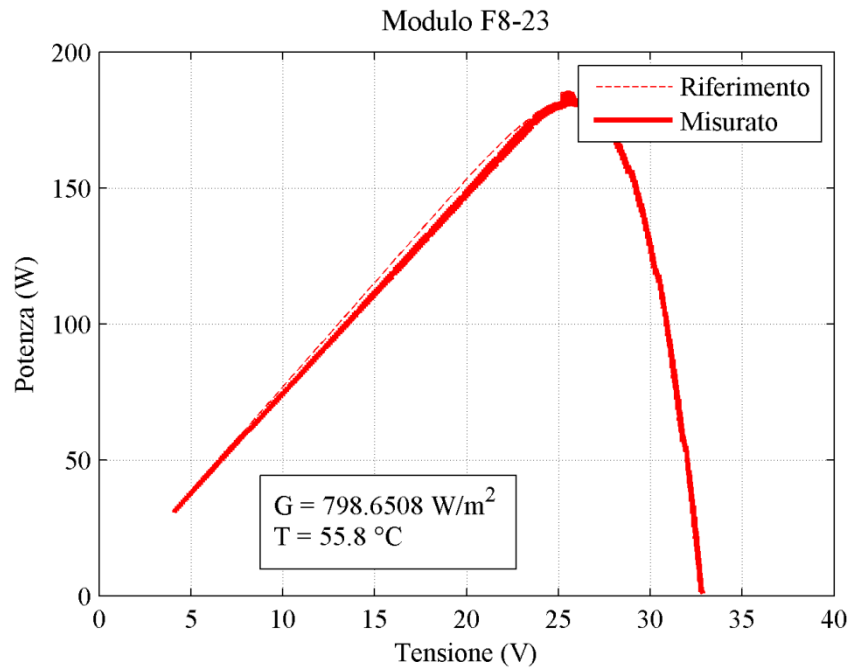


Figura 44. Grafico P-V alle ore 12.15

Alle ore 12.40:



Figura 45. Foto modulo alle ore 12.40

Tabella 9. Caratteristiche modulo alle 12.40

Impp ombra [A]	Vmpp ombra [V]	Pmpp ombra [W]	Impp misurato [A]	Vmpp misurato [V]	Pmpp misurato [W]
7,33	25,66	187,99	7,19	25,51	186,03

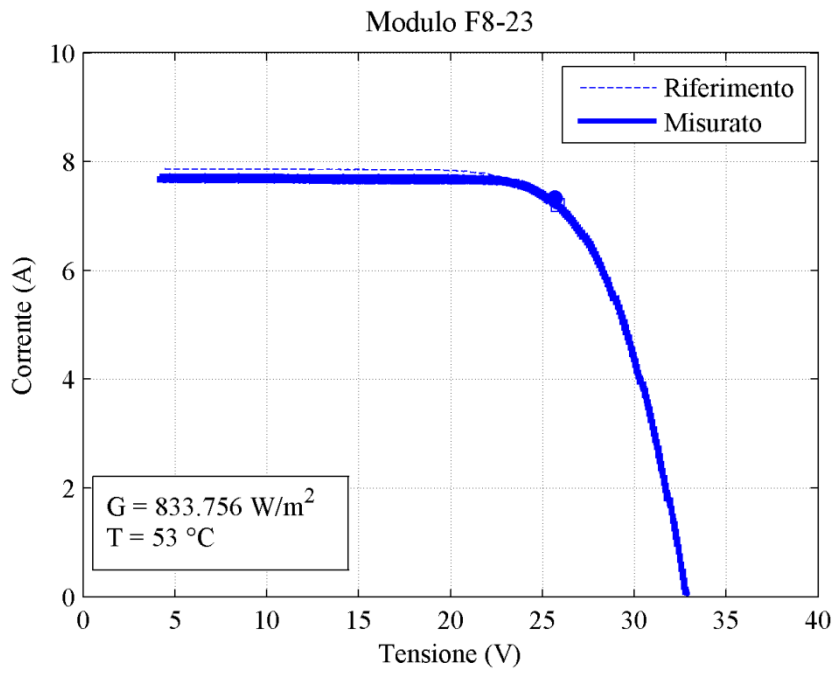


Figura 46. Grafico I-V alle ore 12.40

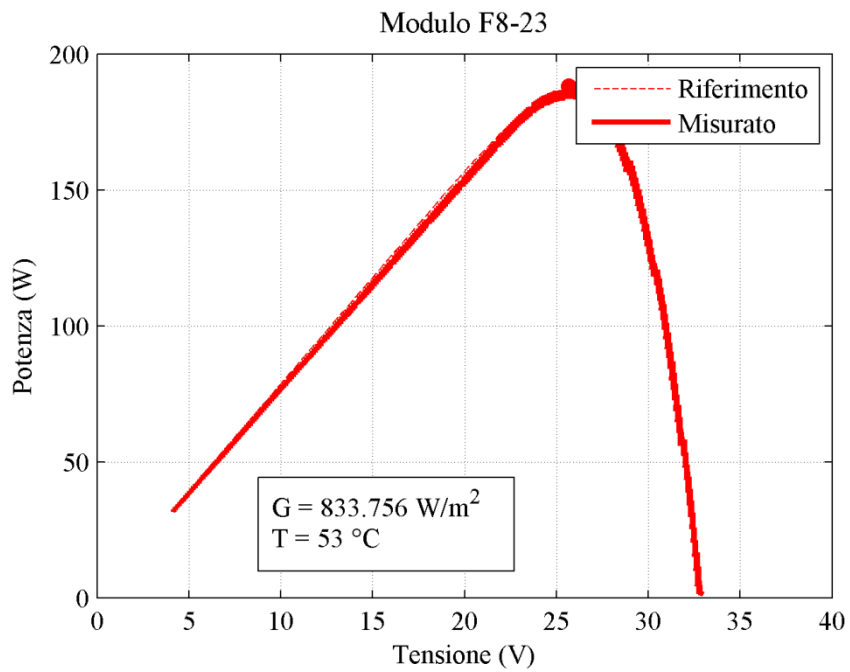


Figura 47. Grafico P-V alle ore 12.40

4.3 Analisi dati prove in energia

Le prove in energia considerano la produzione del modulo affetto da ombreggiamento parziale con quanto prodotto da moduli identici non affetti da ombreggiamento. Sono stati riportati i grafici che confrontano a parità di tempo, la corrente, la tensione e la potenza in ingresso del modulo F4-F8, si riportano anche alcune delle foto termiche scattate con la termocamera durante la prova.

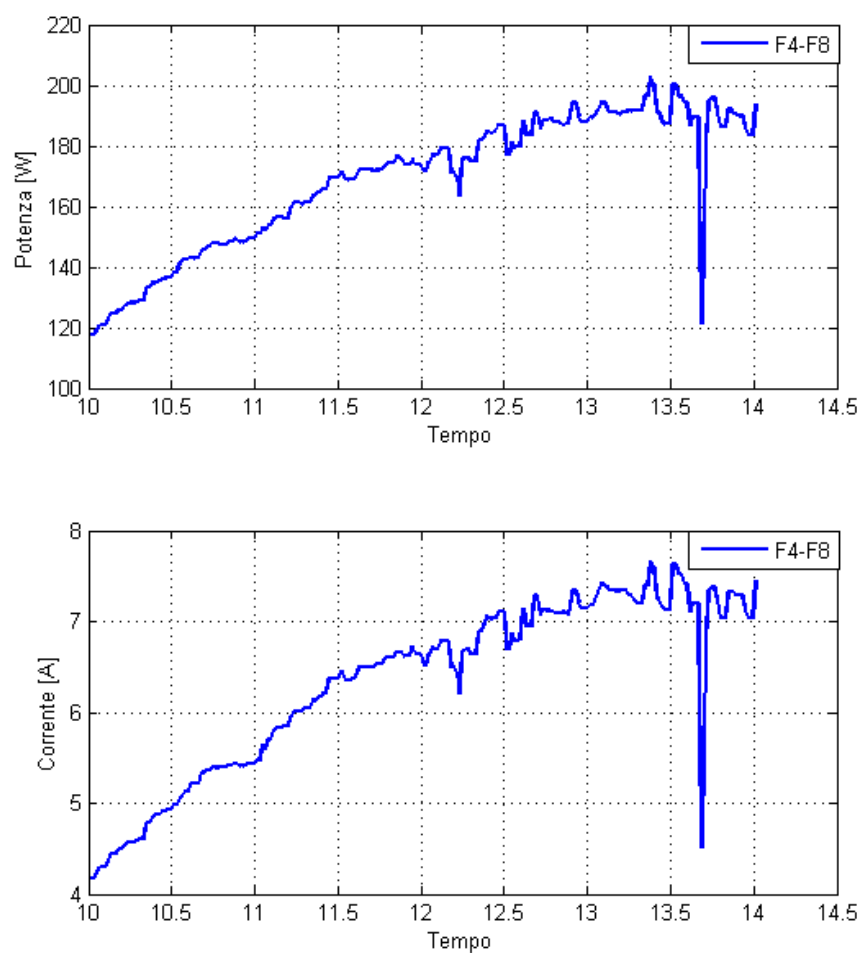


Figura 48. Potenza-Tempo, Corrente-Tempo del 23 Settembre

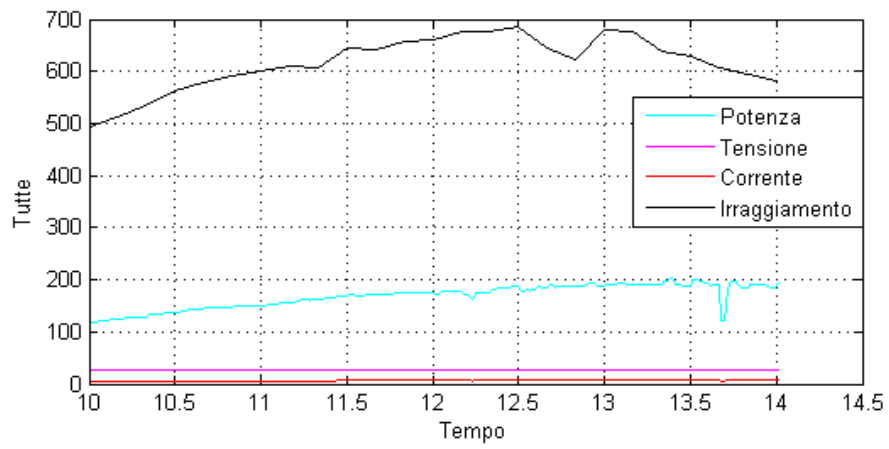
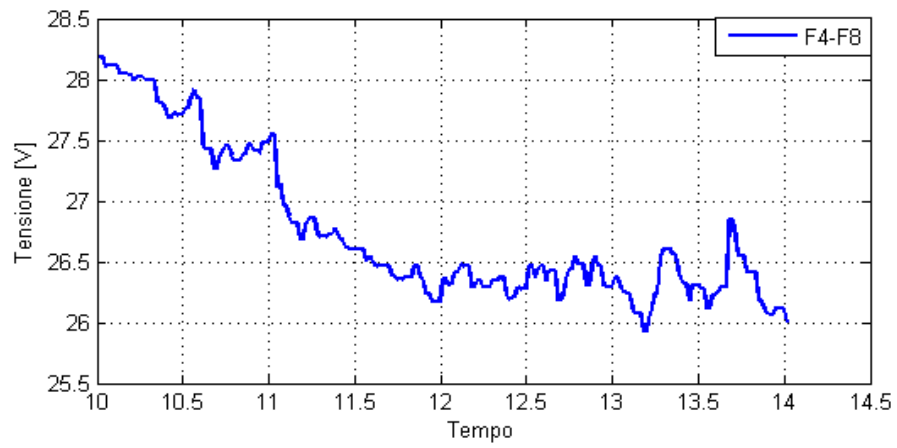


Figura 49. Tensione-Tempo e confronto del 23 Settembre



Figura 50. Foto termica ore 12.00

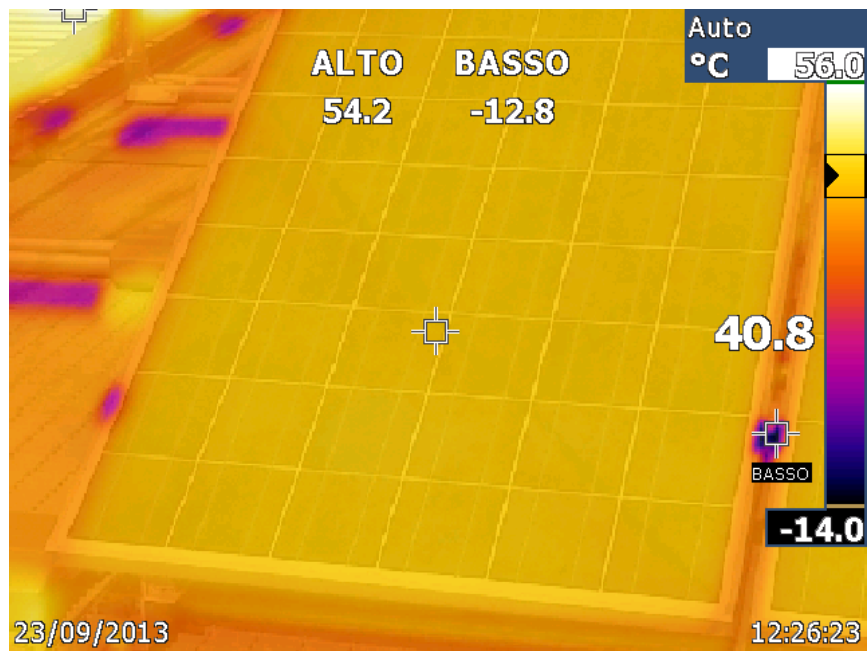


Figura 51. Foto termica ore 12.20

4.3.1 Altri moduli

Per avere un'idea più completa del funzionamento del modulo sottoposto ad ombreggiamento nelle prove in cui questo era collegato al inverter, si è effettuato un confronto prestazionale con gli altri moduli policristallini presenti nel Solar Tech Lab i quali non erano sottoposti a nessun ombreggiamento. Si è assunto che il valore dell'irraggiamento fosse costante per tutti i moduli. Il confronto è stato fatto per la corrente del modulo (I_{pan}), la tensione del modulo (V_{pan}) e la potenza in ingresso (P_{in}). Si è considerata la potenza in ingresso all'inverter e non quella in uscita per evitare di introdurre un errore di misura dovuto al rendimento simile ma non uguale degli inverter.

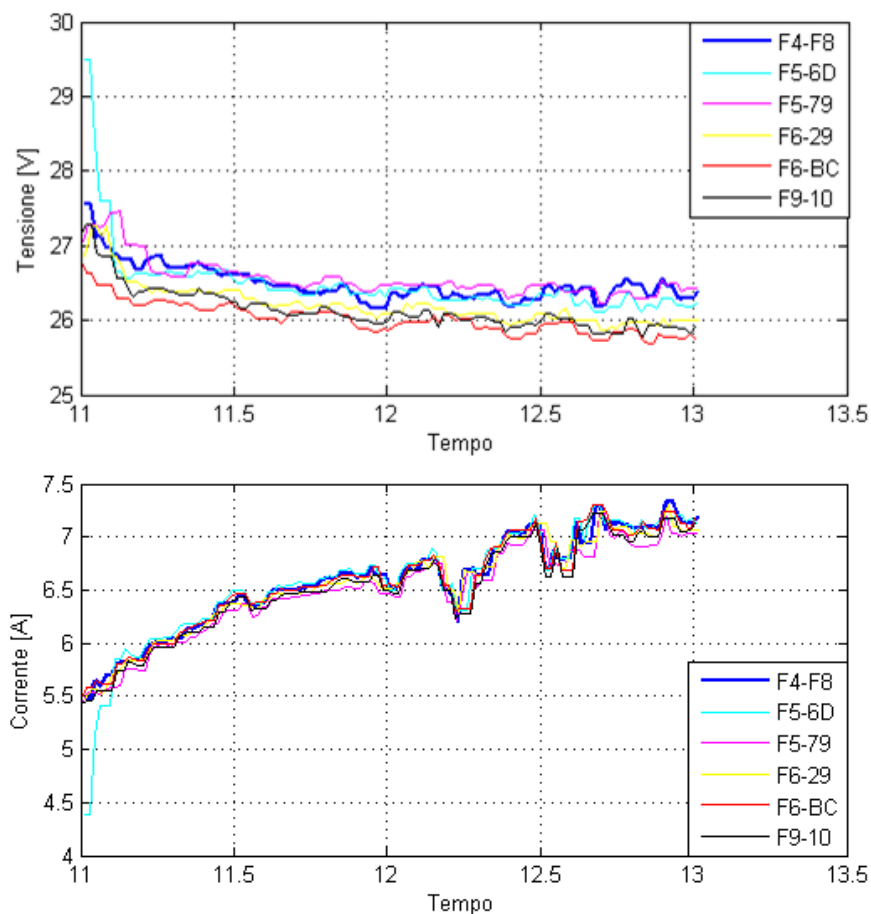


Figura 52. Confronto Tensione, Corrente del 23 Settembre

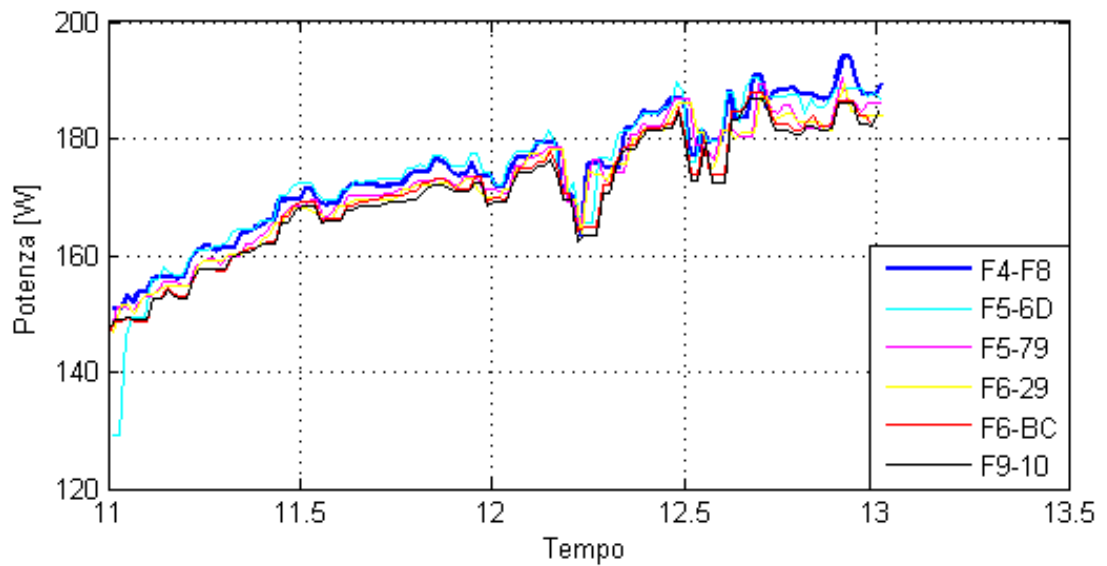


Figura 53. Confronto Potenza del 23 Settembre

Osservando i risultati ottenuti non si nota una riduzione significativa di potenza, l'andamento che si ottiene è simile tra i vari pannelli messi a confronto con quello sottoposto alla prova, tali risultati danno comunque conferma dei risultati ottenuti nelle prove in potenza, tensioni e correnti sempre positive, in quanto le celle ombreggiate continuano a funzionare sempre da generatori.

4.4 Analisi numerica

Dopo l'analisi sperimentale si è deciso, per riuscire a dare una validazione dei risultati ottenuti, a realizzare un'analisi tramite l'ausilio di modelli che riproducessero le condizioni di attivazione del fenomeno.

4.4.1 Modelli

Sempre con l'ausilio di un programma si sono tracciate le caratteristiche di tensione, corrente, irraggiamento e temperatura utilizzando dei modelli:

- Modello a tre parametri
- Modello a quattro parametri
- Modello a cinque parametri

4.4.1.1 Modello a tre parametri

Lo schema più semplice per modellizzare elettricamente una cella fotovoltaica, cioè un generatore di corrente (rappresentativo della corrente di illuminazione) posto in parallelo ad un diodo (rappresentativo del comportamento al buio della cella).

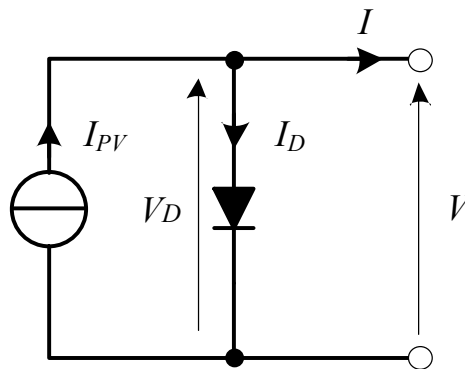


Figura 54. Circuito equivalente con modellizzazione a tre parametri

Applicando la legge di Kirchhoff al circuito equivalente si ricava l'equazione che governa questo modello:

$$I = I_{pv} - I_0 * \left(e^{\frac{V_d}{n * V_t}} - 1 \right) \quad 4.1$$

Questo modello è detto anche "modello a tre parametri", in quanto è governato dal valore di I_{pv} , I_0 e n . Si possono osservare tre punti caratteristici sulla curva, che normalmente sono anche indicati sul datasheet fornito dal costruttore della cella: la condizione di corto circuito, quella di circuito aperto e quella di massima potenza.

Tale modello considera soltanto il comportamento intrinseco da diodo della giunzione p-n; risulta essere sotto certi versi troppo riduttivo per descrivere in modo accurato il comportamento della cella fotovoltaica, in quanto non tiene conto di importanti effetti che avvengono al suo interno, e che causano perdite di vario tipo, che vanno ad incidere in modo rilevante sulle prestazioni della cella stessa.

4.4.1.2 Modello a quattro parametri

Il circuito equivalente della cella fotovoltaica modellizzata a quattro parametri è il seguente:

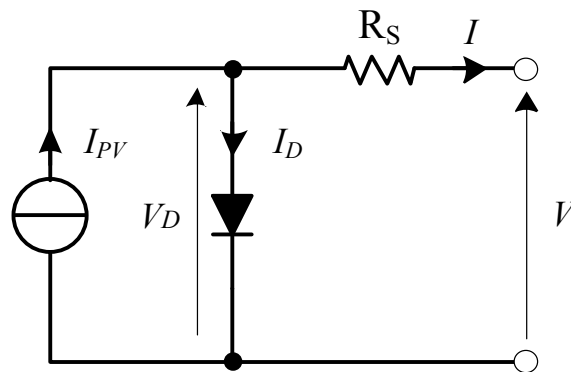


Figura 55. Circuito equivalente con modellizzazione a quattro parametri

I parametri che lo caratterizzano sono, I_{pv} , I_0 , n , e la resistenza R_s .

La resistenza R_s modella le Perdite ohmiche all'interno della cella. Esse sono causate dalla resistenza intrinseca dei materiali di cui è formata la cella al passaggio della corrente. Nel dettaglio, queste perdite sono dovute a diversi fattori dovuti alla tecnologia costruttiva della cella, quali le resistenze delle bus bar e delle grid lines disposte sulla superficie della cella per raccogliere la corrente fotogenerata sulla parte superiore della stessa, la resistenza di contatto

tra queste e la superficie illuminata della cella, la resistenza del materiale che compone la zona p e la zona n della giunzione, la resistenza della lamina posteriore della cella che raccoglie la corrente fotogenerata nella parte posteriore, e quella degli elementi di collegamento tra le varie celle presenti nel modulo. Queste perdite sono modellizzate e quantificate nel loro insieme con la resistenza in serie R_s .

Applicando la legge di Kirchhoff al circuito equivalente si ricava l'equazione che governa questo modello:

$$I = I_{pv} - I_0 * \left(e^{\frac{V+R_s*I}{n*V_t}} - 1 \right) \quad 4.2$$

4.4.1.3 Modello a cinque parametri

Il circuito equivalente della cella fotovoltaica modellizzato a cinque parametri è il seguente:

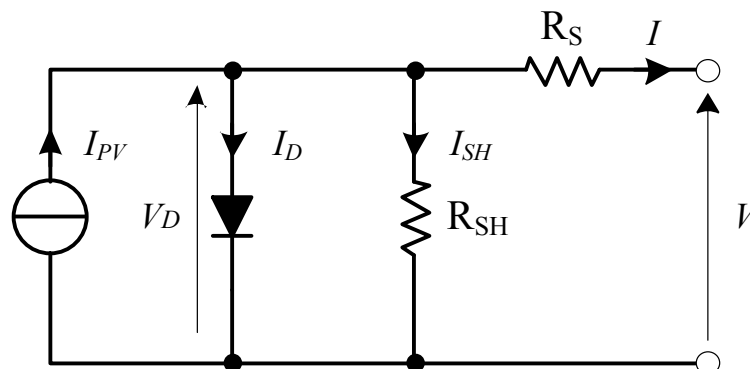


Figura 56. Circuito equivalente con modellizzazione a cinque parametri

È detto modello a cinque parametri, in quanto i parametri che lo governano sono I_{pv} , I_0 , n , e le due resistenze R_s e R_{sh} .

In esso vengono modellate le Perdite per ricombinazione. Esse derivano dal fatto che non tutte le coppie elettrone-lacuna raggiungono effettivamente i

terminali della cella, ma si ricombinano all'interno della cella (sia a livello della zona di svuotamento della giunzione, sia nel resto del materiale). Applicando la legge di Kirchhoff al circuito equivalente si ricava l'equazione che governa questo modello:

$$I = I_{pv} - I_0 * \left(e^{\frac{V+R_s*I}{n*V_t}} - 1 \right) - \frac{V + R_s * I}{R_{sh}} \quad 4.3$$

Si nota che la presenza di R_s rende l'equazione tra V e I , già non lineare per la presenza del termine esponenziale del diodo, anche implicita. È importante stimare in modo preciso i valori delle due resistenze, per ottenere un modello che approssimi bene il comportamento della cella.

Si è quindi utilizzato il modello a cinque parametri data la maggior completezza dei risultati.

Il passaggio successivo è stato quello di procedere sui dati del modulo tenendo conto della percentuale di ombreggiamento.

E' stato fatto un confronto tra i risultati ottenuti nella modellizzazione del modulo senza ombreggiamento con quelli ottenuti da una singola cella ombreggiata, il primo passaggio è stato quello di considerare la percentuale di cella oscurata pari al 14%, tale valore è stato ricavato da una foto scattata sul modulo analizzato in cui fosse presente l'ombra del cavo utilizzato, la scelta di tale cella rispetto ad un'altra è stata fatta in base al riscontro visivo di maggior ombreggiamento rispetto ad altre, in più per la presenza nella foto termica di un riscaldamento della cella stessa.



Figura 57. Foto cella ombreggiata il 14%

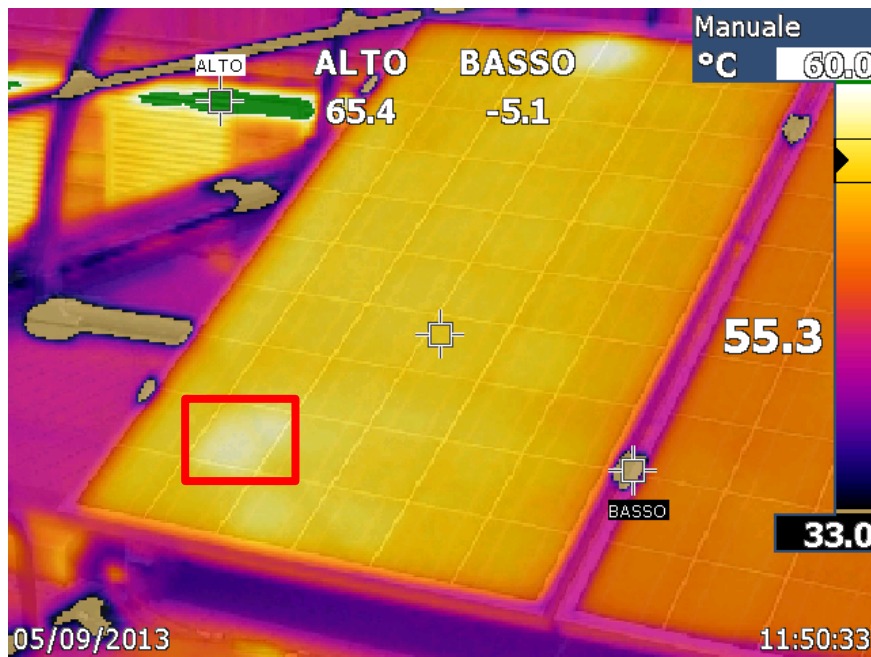


Figura 58. Foto termica cella ombreggiata il 14%

L'analisi considera il totale delle celle del modulo utilizzato, pari a sessanta, di queste soltanto una ombreggiata e le restanti sono irraggiate uniformemente. Si è determinata la caratteristica I-V del modulo in queste condizioni si è determinato il punto di massima potenza e si sono determinate le coppie tensione-corrente di tutte le celle presenti nel modulo.

Tabella 10. Caratteristiche singola cella, con ombreggiatura al 14%

Ombreggiamento (%)	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
14	4,690	29,9979	0,3852	0,5019

Si è poi ipotizzato un aumento percentuale dell'ombreggiamento sempre su di una singola cella, partendo da un valore di 50 fino ad arrivare a 100, cella completamente illuminata, aumentando il valore di cinque punti percentuali per ogni elaborazione.

I risultati ottenuti sono riportati nella Tabella 11

Tabella 11. Caratteristiche singola cella, con aumento di ombreggiatura

Ombreggiamento (%)	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
50	2,7300	32,3247	0,3620	0,5417
45	3,0000	32,1372	0,3882	0,5381
40	3,2700	31,9091	0,3926	0,5342
35	3,5500	31,6002	0,3506	0,5297
30	3,8200	31,3400	0,3797	0,5248
25	4,0900	31,0134	0,3856	0,5191
20	4,3700	30,5581	0,3411	0,5122
15	4,6400	30,0882	0,3675	0,5037
10	4,9100	29,4245	0,3796	0,4923
5	5,1400	28,5850	0,4282	0,4772
0	5,1600	28,5278	0,4755	0,4755

La tensione ai capi della cella ombreggiata si riduce con l'aumento della percentuale di ombreggiamento, ma non risulta mai negativa. Non si verifica mai la condizione in cui la cella ombreggiata funziona da carico.

L'analisi successiva considera la variazione di ombreggiamento da 50% al 100% ma per ogni percentuale il numero di celle cambia da due fino ad arrivare ad un massimo di venti, tutti i risultati sono riportati nelle tabelle presenti nell'allegato B.

Si riportano i grafici I-V di due situazioni: ombreggiamento di una cella e quello di sei con percentuali di oscuramento che cambiano per entrambe le situazioni, 70%, 80% e 90%.

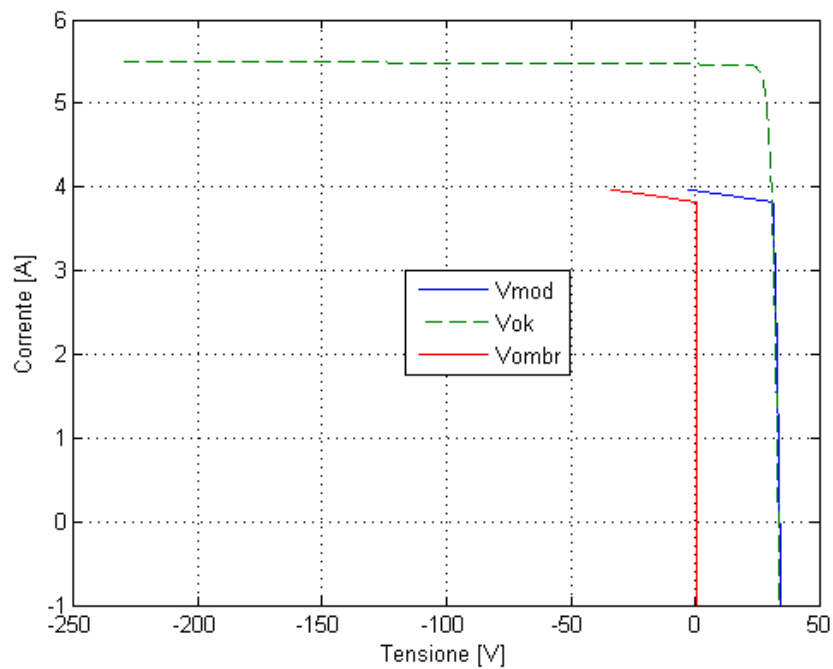


Figura 59. Grafico ombreggiamento di una cella al 70%

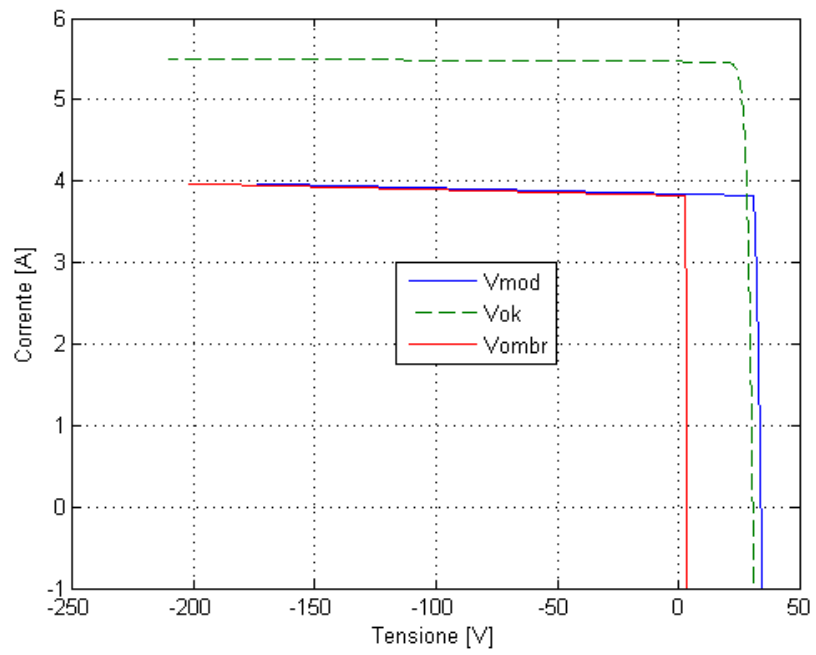


Figura 60. Grafico ombreggiamento di sei celle al 70%

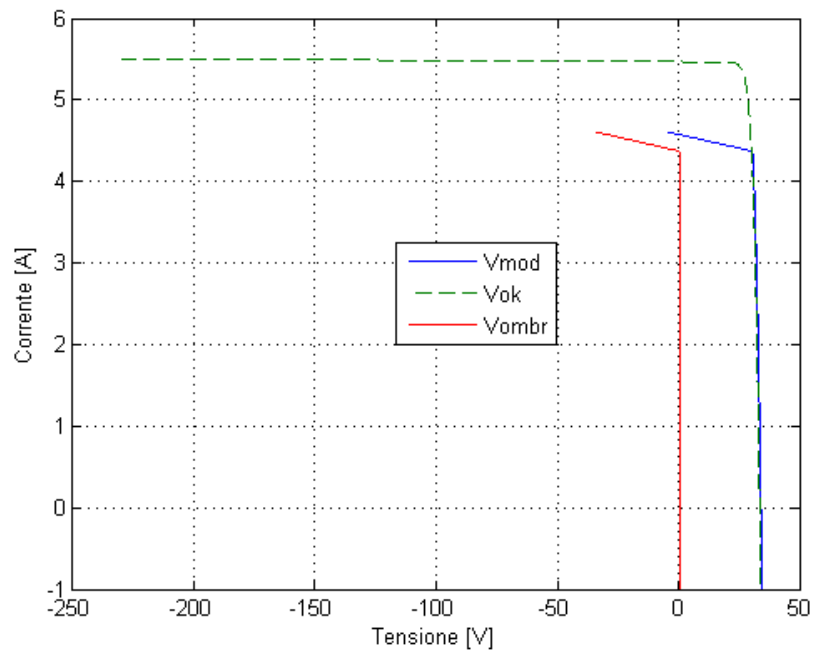


Figura 61. Grafico ombreggiamento di una cella al 80%

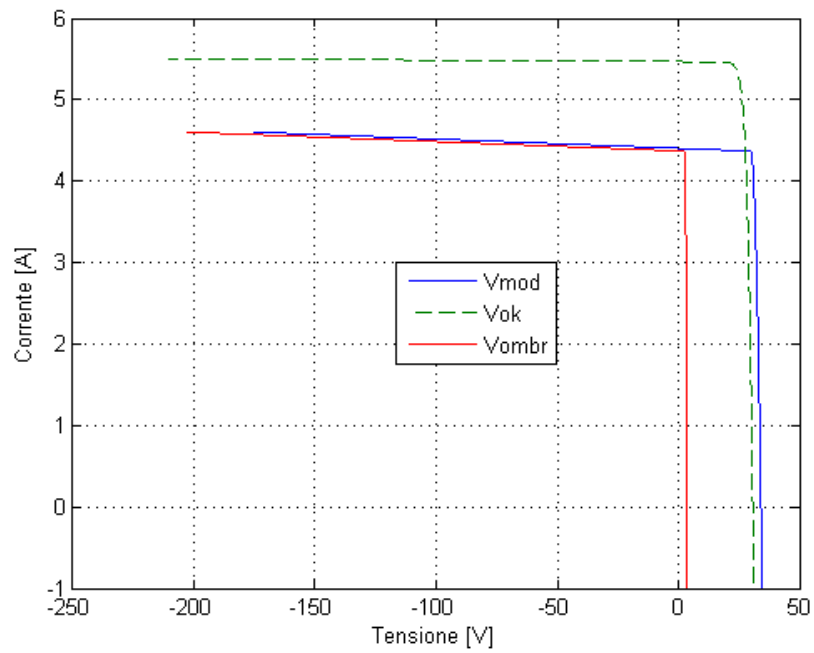


Figura 62. Grafico ombreggiamento di sei celle al 80%

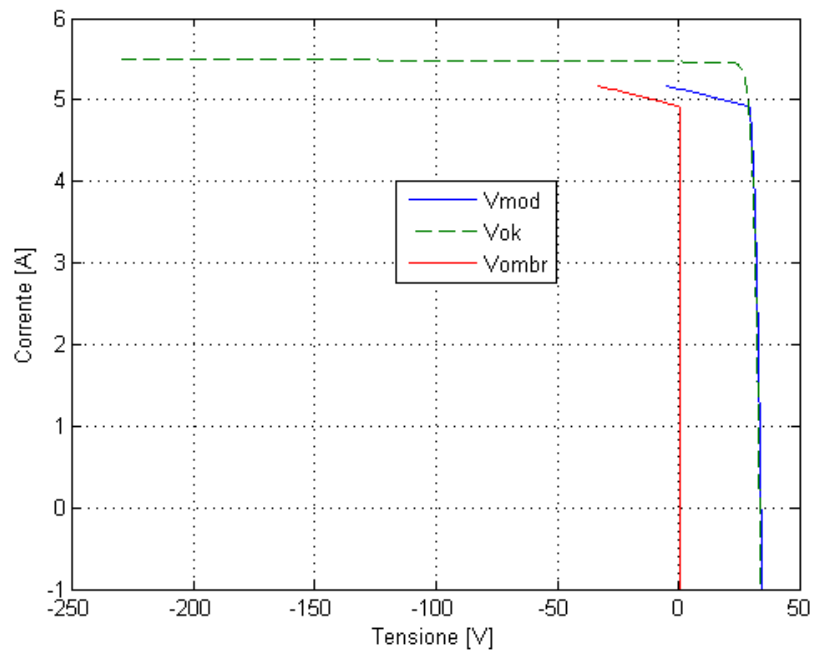


Figura 63. Grafico ombreggiamento di una cella al 90%

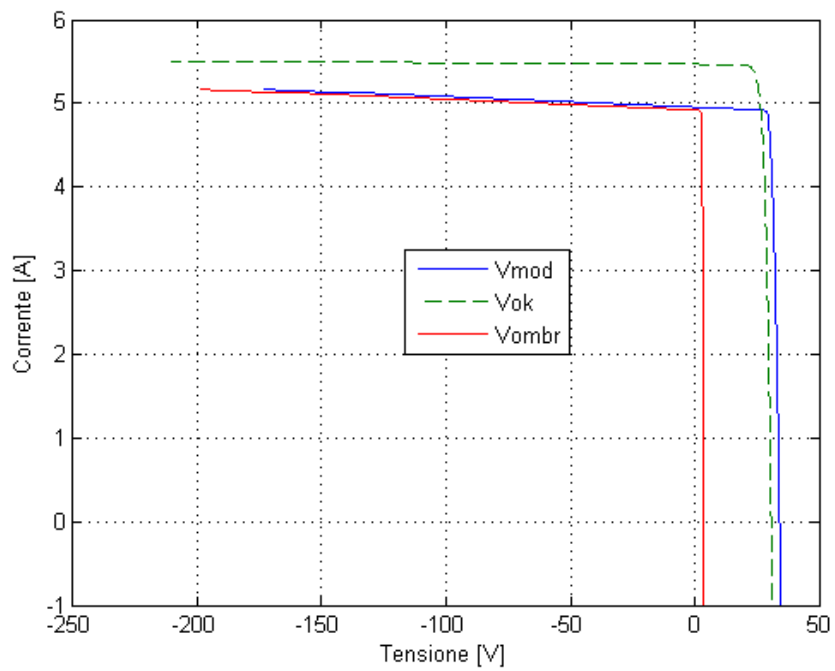


Figura 64. Grafico ombreggiamento di sei celle al 90%

Si può osservare come in tutti i casi non si generano le condizioni per la presenza di Hot spot: le celle ombreggiate funzionano sempre da generatore (tensioni e correnti sempre positive).

4.4.2 Moduli in parallelo

Come ultimo passaggio dato che le analisi effettuate fino a questo punto erano su una o più celle appartenenti allo stesso modulo e quindi collegate in serie tra di loro si è proceduto considerando un modulo con un certo numero di celle ombreggiate, in parallelo con altri tre moduli perfettamente irraggiati, l'analisi è stata effettuata con una simulazione in ambiente Matlab che considera appunto il collegamento in parallelo.

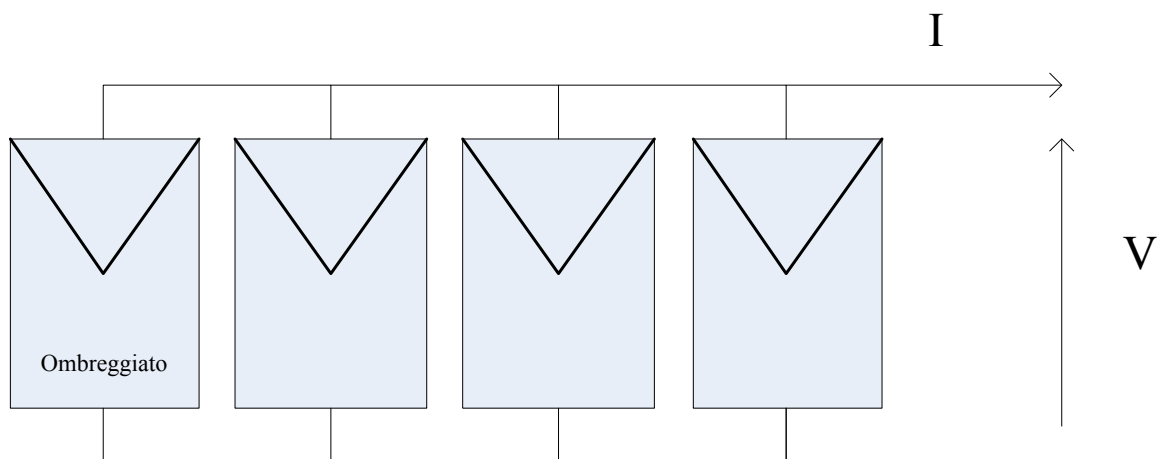


Figura 65. Schema in parallelo

Procedendo:

- Si sono considerati i parametri del modello della cella
- Quattro moduli con 60 celle ciascuno
- Soltanto una cella di un solo modulo ombreggiata al 15%

Costruendo quindi la caratteristica I-V e P-V del modulo non ombreggiato e quella del parallelo dei moduli, trovando il punto di funzionamento di massima potenza, sia per la condizione in parallelo che quella dei singoli moduli ombreggiati e non sono stati realizzati i grafici I-V e P-V, vedi Figura 66 e Figura 67.

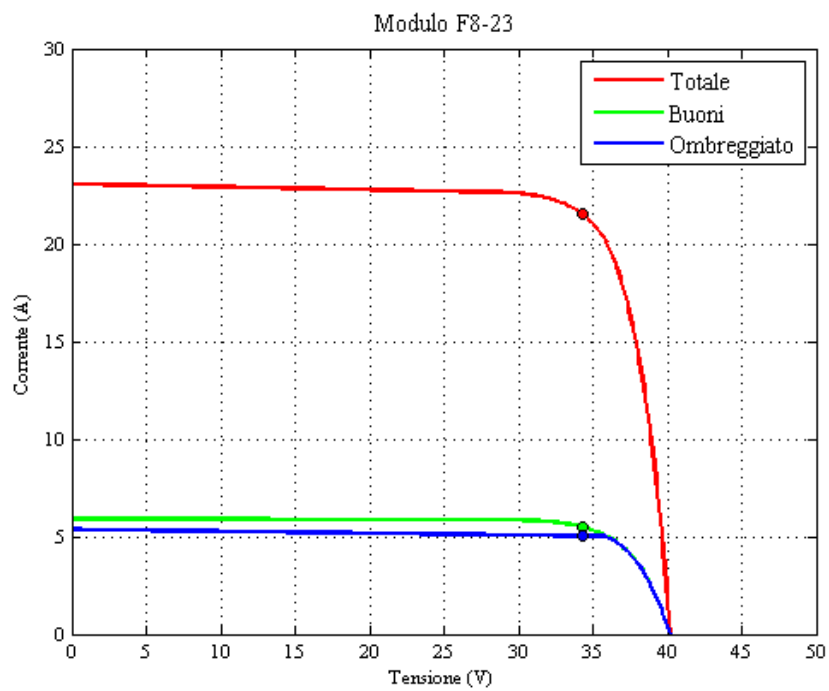


Figura 66. Caratteristiche I-V moduli in parallelo

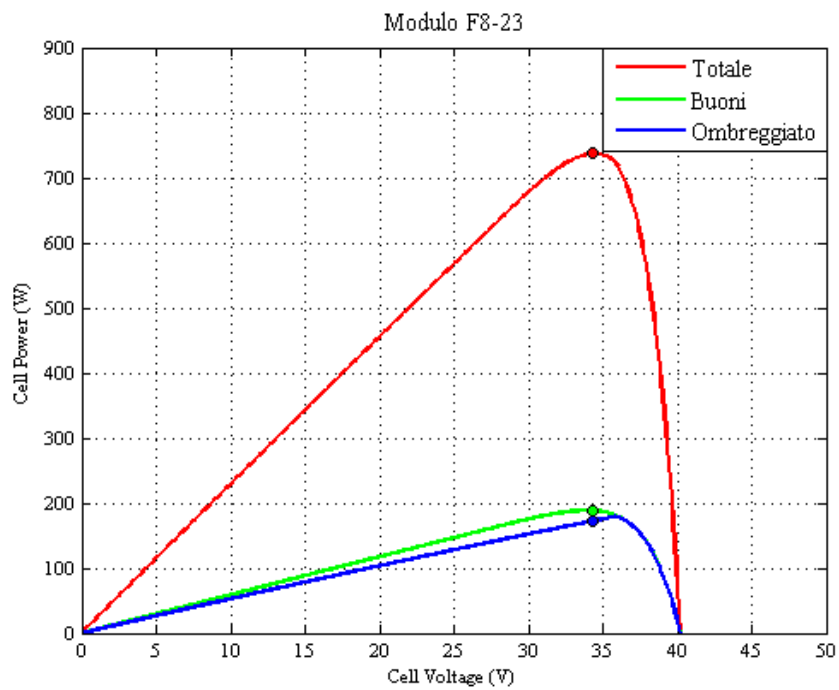


Figura 67. Caratteristiche P-V moduli in parallelo

Si è lavorato ancora di più nello specifico e analizzando il modulo soggetto a ombreggiamento facendo distinzione e rivelandone le caratteristiche I-V delle celle con ombra da quelle senza, Figura 68.

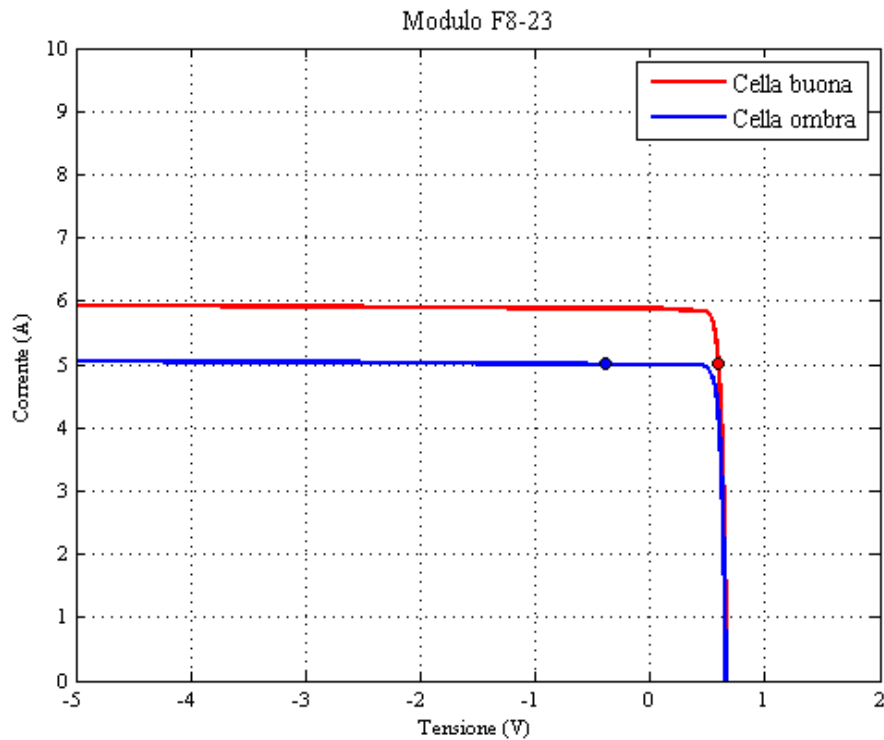


Figura 68. Caratteristiche I-V celle, modulo in ombra

Rilevando in punti di massima potenza per entrambi gli andamenti, si rivela che con il collegamento di più moduli in parallelo le celle ombreggiate si trovano nella situazione di funzionare da carico presentando un tensione negativa, ipotizzando quindi l'insacco del fenomeno di Hot spot.

Capitolo 5

5.1 Conclusioni

L'analisi sperimentale effettuata presso il SolarTech^{Lab} non ha evidenziato le condizioni perché si verificasse il fenomeno dell'hot spot durante il normale funzionamento del modulo.

I risultati delle prove di caratterizzazione voltamperometrica (prove in potenza) mostrano, a fronte dell'ombreggiamento, una riduzione dell'MPP di alcuni punti percentuali rispetto all'MPP che caratterizza lo stesso modulo a parità di temperatura ma con irraggiamento uniforme. Durante tali prove, si osserva un aumento della temperatura, contenuto in pochi gradi centigradi, delle celle soggette ad ombreggiamento in quanto, durante il test esistono degli istanti di tempo in cui le coordinate del punto di funzionamento del modulo sono tali per cui le celle ombreggiate funzionano da carico. Tuttavia, essendo questo intervallo di tempo molto limitato, la sovratemperatura rilevata risulta estremamente contenuta.

I risultati delle prove comparative di produzione (prove in energia) non mostrano una riduzione significativa dell'energia generata, nello stesso intervallo di osservazione, dal modulo affetto da ombreggiamento rispetto ad un modulo gemello e sottoposto alle stesse condizioni di irraggiamento e temperatura, ma non affetto da ombreggiamento parziale. Tale comportamento conferma quanto prevedibile a partire dalle prove di caratterizzazione voltamperometrica. Dal punto di vista termico, non si è verificato il fenomeno dell'hot spot. Nella configurazione testata, costituita da un modulo fotovoltaico collegato direttamente ad un inverter, nel punto di massima potenza la cella ombreggiata continua a funzionare da generatore.

A partire da quest'ultima osservazione, si è messo a punto un modello numerico del modulo che permettesse di determinare le coordinate di funzionamento (in termini di tensione e corrente) di tutte le celle costituenti il modulo stesso. Le simulazioni, effettuate sia considerando diversi livelli di ombreggiamento parziale che diversi numeri di celle affette da tale ombreggiamento, hanno

mostrato che la tensione del punto di massima potenza ai capi della/e cella/e ombreggiata/e si riduce con l'aumento della percentuale di ombreggiamento, ma essa è sempre caratteristica di una cella funzionante da generatore.

Un secondo set di simulazioni in cui si sono considerati più moduli collegati in parallelo, di cui uno affetto da ombreggiamento parziale, ha evidenziato le condizioni di funzionamento per cui, nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico, la cella ombreggiata funziona da carico. Perché si possa creare un hot spot è necessario che vi siano più moduli collegati in parallelo.

La configurazione di più moduli in parallelo riporta, su scala ridotta, la configurazione dell'impianto di Riolo, caratterizzato da più stringhe connesse in parallelo e gestite da un unico inverter. Il motivo per cui non si è osservato il fenomeno dell'hot spot nelle prove in energia condotte presso il SolarTech^{Lab} è quindi dovuto alla struttura elettrica dell'impianto considerato.

Sviluppi futuri di questo lavoro saranno l'indagine sperimentale del fenomeno dell'hot spot date differenti configurazioni di connessione moduli fotovoltaici e la verifica, con modelli termici dei moduli, della temperatura raggiunta dalle celle affette da hot spot.

Allegato A



PARAMENTRI	UM	VPS02B-245
Dimensioni	mm	1640X990X4
Area modulo	M2	1,62
Peso	Kg	19
n°e dimensione Celle	nr	60
n°Diodi di bypass	nr	3
Potenza di picco(Wp)	W	245
Corrente di corto circuito (Isc)	A	8,27
Tensione a circuito aperto (Voc)	V	37,56
Tensione al punto di max potenza (Vmp)	V	31,38
Corrente al punto di max potenza (Imp)	A	7,81
Coefficiente di temperatura di Isc	%/°C	0,046
Coefficiente di temperatura di Voc	%/°C	-0,34
Coefficiente di temperatura di Pmax	%/°C	-0,327
Temperatura operativa	°C	da -40 a +85
NOCT (800W/m2)	°C	49
NOCT (1000 W/m2)	°C	44
Tensione nominale	V	36
Tensione massima di sistema	V	1000
Efficienza della cella	%	16.70
Efficienza del modulo	%	14.95
Indice di tolleranza sui valori	%	+/-3
Garanzia	Anni	10
Prestazioni	Anni	Non inferiore al 90% entro 10° ann o, 80% entro 25° anno
Certificazioni	3	CEI EN 61215, CEI EN 61730-2, CLASSE II

Via S.S. 11 Padana Superiore, 8 - 24040 Isso (BG) Italy Tel. +39 0363 949211 - Fax +39 0363 914356
info@vipiemmesolar.it - www.vipiemmesolar.it

Figura 69. Datasheet modulo policristallino Vipiemme VPS02B-245

Allegato B

In questo allegato sono riportate le tabelle dei delle simulazioni in cui si è fatto variare il numero di celle ombreggiate.

Tabella 12. Celle ombreggiate al 50%

%	N_ok	N_ombr	Imax (A)	Vmax_mod (V)	Vmax_ombr (V)	Vmax_ok (V)
50	58	2	2,730	32,1449	0,3620	0,5417
	57	3	2,720	32,1045	0,4060	0,5419
	56	4	2,720	31,9686	0,4060	0,5419
	55	5	2,720	31,8327	0,4060	0,5419
	54	6	2,720	31,6969	0,4060	0,5419
	53	7	2,710	31,6810	0,4222	0,5420
	52	8	2,710	31,5612	0,4222	0,5420
	51	9	2,710	31,4414	0,4222	0,5420
	50	10	2,710	31,3216	0,4222	0,5420
	49	11	2,700	31,3194	0,4323	0,5421
	48	12	2,700	31,2096	0,4323	0,5421
	47	13	2,700	31,0998	0,4323	0,5421
	46	14	2,700	30,9899	0,4323	0,5421
	45	15	2,690	30,9968	0,4397	0,5422
	44	16	2,690	30,8943	0,4397	0,5422
	43	17	2,690	30,7917	0,4397	0,5422
	42	18	2,690	30,6892	0,4397	0,5422
	41	19	2,680	30,7026	0,4455	0,5424
	40	20	2,680	30,6058	0,4455	0,5424

Tabella 13. Celle ombreggiate al 55%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
55	58	2	3,000	31,9872	0,3882	0,5381
	57	3	3,000	31,8373	0,3882	0,5381
	56	4	3,000	31,6874	0,3882	0,5381
	55	5	2,990	31,6644	0,4121	0,5383
	54	6	2,990	31,5382	0,4121	0,5383
	53	7	2,990	31,4120	0,4121	0,5383
	52	8	2,980	31,3939	0,4247	0,5384
	51	9	2,980	31,2801	0,4247	0,5384
	50	10	2,980	31,1664	0,4247	0,5384
	49	11	2,980	31,0527	0,4247	0,5384
	48	12	2,970	31,0491	0,4333	0,5385
	47	13	2,970	30,9439	0,4333	0,5385
	46	14	2,970	30,8387	0,4333	0,5385
	45	15	2,960	30,8382	0,4399	0,5387
	44	16	2,960	30,7394	0,4399	0,5387
	43	17	2,960	30,6406	0,4399	0,5387
	42	18	2,960	30,5418	0,4399	0,5387
	41	19	2,950	30,5496	0,4452	0,5388
	40	20	2,950	30,4560	0,4452	0,5388

Tabella 14. Celle ombreggiate al 60%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
60	58	2	3,270	31,7675	0,3926	0,5342
	57	3	3,270	31,6260	0,3926	0,5342
	56	4	3,270	31,4845	0,3926	0,5342
	55	5	3,260	31,4549	0,4134	0,5343
	54	6	3,260	31,3339	0,4134	0,5343
	53	7	3,260	31,2129	0,4134	0,5343
	52	8	3,250	31,1926	0,4250	0,5345
	51	9	3,250	31,0831	0,4250	0,5345
	50	10	3,250	30,9736	0,4250	0,5345
	49	11	3,240	30,9606	0,4331	0,5346
	48	12	3,240	30,8590	0,4331	0,5346
	47	13	3,240	30,7575	0,4331	0,5346
	46	14	3,240	30,6559	0,4331	0,5346
	45	15	3,230	30,6547	0,4393	0,5348
	44	16	3,230	30,5592	0,4393	0,5348
	43	17	3,230	30,4637	0,4393	0,5348
	42	18	3,220	30,4659	0,4444	0,5349
	41	19	3,220	30,3753	0,4444	0,5349
	40	20	3,220	30,2848	0,4444	0,5349

Tabella 15. Celle ombreggiate al 65%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
65	58	2	3,540	31,5279	0,3990	0,5298
	57	3	3,540	31,3970	0,3990	0,5298
	56	4	3,540	31,2662	0,3990	0,5298
	55	5	3,530	31,2273	0,4155	0,5300
	54	6	3,530	31,1128	0,4155	0,5300
	53	7	3,530	30,9983	0,4155	0,5300
	52	8	3,520	30,9741	0,4257	0,5302
	51	9	3,520	30,8696	0,4257	0,5302
	50	10	3,520	30,7651	0,4257	0,5302
	49	11	3,510	30,7501	0,4331	0,5303
	48	12	3,510	30,6529	0,4331	0,5303
	47	13	3,510	30,5556	0,4331	0,5303
	46	14	3,500	30,5472	0,4389	0,5305
	45	15	3,500	30,4555	0,4389	0,5305
	44	16	3,500	30,3639	0,4389	0,5305
	43	17	3,490	30,3607	0,4436	0,5307
	42	18	3,490	30,2737	0,4436	0,5307
	41	19	3,490	30,1867	0,4436	0,5307
	40	20	3,480	30,1876	0,4477	0,5308

Tabella 16. Celle ombreggiate al 70%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
70	58	2	3,820	31,1950	0,3797	0,5248
	57	3	3,810	31,1359	0,4047	0,5249
	56	4	3,810	31,0157	0,4047	0,5249
	55	5	3,810	30,8955	0,4047	0,5249
	54	6	3,800	30,8631	0,4176	0,5251
	53	7	3,800	30,7555	0,4176	0,5251
	52	8	3,800	30,6480	0,4176	0,5251
	51	9	3,790	30,6290	0,4264	0,5253
	50	10	3,790	30,5301	0,4264	0,5253
	49	11	3,780	30,5134	0,4330	0,5255
	48	12	3,780	30,4209	0,4330	0,5255
	47	13	3,780	30,3284	0,4330	0,5255
	46	14	3,770	30,3193	0,4383	0,5257
	45	15	3,770	30,2319	0,4383	0,5257
	44	16	3,770	30,1445	0,4383	0,5257
	43	17	3,760	30,1414	0,4428	0,5259
	42	18	3,760	30,0584	0,4428	0,5259
	41	19	3,750	30,0562	0,4467	0,5261
	40	20	3,750	29,9768	0,4467	0,5261

Tabella 17. Celle ombreggiate al 75%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
75	58	2	4,090	30,8799	0,3856	0,5191
	57	3	4,080	30,8230	0,4068	0,5193
	56	4	4,080	30,7105	0,4068	0,5193
	55	5	4,080	30,5980	0,4068	0,5193
	54	6	4,070	30,5683	0,4186	0,5196
	53	7	4,070	30,4673	0,4186	0,5196
	52	8	4,060	30,4432	0,4268	0,5198
	51	9	4,060	30,3502	0,4268	0,5198
	50	10	4,060	30,2572	0,4268	0,5198
	49	11	4,050	30,2440	0,4331	0,5200
	48	12	4,050	30,1571	0,4331	0,5200
	47	13	4,040	30,1467	0,4382	0,5202
	46	14	4,040	30,0646	0,4382	0,5202
	45	15	4,040	29,9826	0,4382	0,5202
	44	16	4,030	29,9789	0,4425	0,5204
	43	17	4,030	29,9009	0,4425	0,5204
	42	18	4,020	29,8988	0,4462	0,5207
	41	19	4,020	29,8243	0,4462	0,5207
	40	20	4,020	29,7498	0,4462	0,5207

Tabella 18. Celle ombreggiate al 80%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
80	58	2	4,360	30,5062	0,3926	0,5124
	57	3	4,360	30,3864	0,3926	0,5124
	56	4	4,350	30,3493	0,4095	0,5127
	55	5	4,350	30,2461	0,4095	0,5127
	54	6	4,340	30,2191	0,4198	0,5130
	53	7	4,340	30,1259	0,4198	0,5130
	52	8	4,330	30,1062	0,4272	0,5132
	51	9	4,330	30,0201	0,4272	0,5132
	50	10	4,320	30,0058	0,4331	0,5135
	49	11	4,320	29,9254	0,4331	0,5135
	48	12	4,310	29,9154	0,4379	0,5138
	47	13	4,310	29,8395	0,4379	0,5138
	46	14	4,310	29,7636	0,4379	0,5138
	45	15	4,300	29,7606	0,4419	0,5140
	44	16	4,300	29,6885	0,4419	0,5140
	43	17	4,290	29,6880	0,4455	0,5143
	42	18	4,290	29,6192	0,4455	0,5143
	41	19	4,280	29,6207	0,4486	0,5145
	40	20	4,280	29,5548	0,4486	0,5145

Tabella 19. Celle ombreggiate al 85%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
85	58	2	4,630	30,0326	0,3976	0,5041
	57	3	4,630	29,9261	0,3976	0,5041
	56	4	4,620	29,8951	0,4116	0,5044
	55	5	4,610	29,8673	0,4208	0,5048
	54	6	4,610	29,7833	0,4208	0,5048
	53	7	4,600	29,7652	0,4276	0,5051
	52	8	4,600	29,6876	0,4276	0,5051
	51	9	4,590	29,6764	0,4331	0,5055
	50	10	4,590	29,6040	0,4331	0,5055
	49	11	4,580	29,5982	0,4376	0,5058
	48	12	4,580	29,5300	0,4376	0,5058
	47	13	4,570	29,5280	0,4415	0,5061
	46	14	4,570	29,4634	0,4415	0,5061
	45	15	4,560	29,4645	0,4449	0,5065
	44	16	4,560	29,4029	0,4449	0,5065
	43	17	4,550	29,4069	0,4479	0,5068
	42	18	4,550	29,3480	0,4479	0,5068
	41	19	4,540	29,3544	0,4507	0,5071
	40	20	4,540	29,2980	0,4507	0,5071

Tabella 20. Celle ombreggiate al 90%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
90	58	2	4,900	29,3851	0,4014	0,4928
	57	3	4,900	29,3580	0,4134	0,4933
	56	4	4,880	29,3387	0,4216	0,4938
	55	5	4,880	29,2665	0,4216	0,4938
	54	6	4,870	29,2585	0,4279	0,4943
	53	7	4,860	29,2533	0,4331	0,4948
	52	8	4,860	29,1916	0,4331	0,4948
	51	9	4,850	29,1928	0,4374	0,4952
	50	10	4,850	29,1350	0,4374	0,4952
	49	11	4,840	29,1406	0,4411	0,4957
	48	12	4,830	29,1474	0,4444	0,4961
	47	13	4,830	29,0956	0,4444	0,4961
	46	14	4,820	29,1052	0,4473	0,4966
	45	15	4,820	29,0559	0,4473	0,4966
	44	16	4,810	29,0685	0,4499	0,4970
	43	17	4,810	29,0214	0,4499	0,4970
	42	18	4,800	29,0360	0,4523	0,4975
	41	19	4,800	28,9909	0,4523	0,4975
	40	20	4,790	29,0073	0,4546	0,4979

Tabella 21. Celle ombreggiate al 95%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
95	58	2	5,130	28,5945	0,4331	0,4781
	57	3	5,110	28,6645	0,4407	0,4797
	56	4	5,100	28,6817	0,4439	0,4805
	55	5	5,100	28,6451	0,4439	0,4805
	54	6	5,090	28,6663	0,4467	0,4812
	53	7	5,080	28,6886	0,4493	0,4820
	52	8	5,080	28,6559	0,4493	0,4820
	51	9	5,070	28,6811	0,4516	0,4827
	50	10	5,060	28,7067	0,4538	0,4834
	49	11	5,060	28,6771	0,4538	0,4834
	48	12	5,050	28,7043	0,4558	0,4841
	47	13	5,050	28,6760	0,4558	0,4841
	46	14	5,040	28,7047	0,4576	0,4847
	45	15	5,040	28,6776	0,4576	0,4847
	44	16	5,040	28,6505	0,4576	0,4847
	43	17	5,030	28,6813	0,4594	0,4854
	42	18	5,030	28,6553	0,4594	0,4854
	41	19	5,020	28,6867	0,461	0,4860
	40	20	5,020	28,6617	0,461	0,4860

Tabella 22. Celle ombreggiate al 100%

%	N_ok	N_ombr	I _{max} (A)	V _{max_mod} (V)	V _{max_ombr} (V)	V _{max_ok} (V)
100	58	2	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	57	3	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	56	4	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	55	5	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	54	6	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	53	7	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	52	8	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	51	9	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	50	10	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	49	11	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	48	12	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	47	13	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	46	14	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	45	15	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	44	16	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	43	17	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	42	18	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	41	19	5,160	28,5278	0,4755	0,4755
	40	20	5,160	28,5278	0,4755	0,4755

Bibliografia

- [1] S. Li Causi, C. Messina, G. Noviello, A. Parretta and A. Sarno, "*Performance Analysis of Single Crystal Silicon Modules in Real Operating Conditions*", oral presentation at the 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, France, 23-27 Oct. 1995. Proceedings vol II, ed W. Freiesleben, W. Palz, H.A. Ossenbrink and P. Helm (Bedford, UK: H S Stephens & Associates), 1995.
- [2] A. Parretta, A. Sarno, R. Schioppo, M. Zingarelli and L. Vicari, "*Analysis of loss mechanisms in crystalline silicon modules in outdoor operation*", poster presentation at the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, Spain, 30 June - 4 July, 1997. H.S. Stephens & Associates, 1997.
- [3] L. Rubini, S. Sangiorgio, "*Le energie rinnovabili*", Hoepli, 2012.
- [4] C. Sah, R.N. Noyce, W. Shockley, "Carrier generation and recombination in p-n junctions and p-n junction characteristics", *Proceedings of IRE*, vol. 45, pp. 1228-1343, 1957.
- [5] Díaz- Dorado E., Suárez- García A., Carrillo C., Cidrás J., "*Influence of the shadows in photovoltaic Systems with different configurations of bypass diodes*", 20th International Symposium on Power Electronics, Electric Drives, Automation and Motion, June 2010
- [6] De Simone G., Caffarelli A. "*Principi di progettazione dei sistemi solari fotovoltaici*" Maggioli editore, 2010.