



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO

DIPARTIMENTO DI ENERGIA, INGEGNERIA DELL'INFORMAZIONE E MODELLI MATEMATICI (DEIM)

Corso di Dottorato di Ricerca in Ingegneria Elettrica - XXIV CICLO
S.S.D. ING-IND/32 – Convertitori, macchine e azionamenti elettrici

Tesi di Dottorato

Ottimizzazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici

Giovanni Cipriani

Tutor

prof. Rosario Miceli

Coordinatore del corso di Dottorato

prof. Mariano Giuseppe Ippolito

Dicembre 2013

Indice

Introduzione	1
Capitolo 1: Modelli per la rappresentazione di una cella, di un modulo e di un campo fotovoltaico	5
1.1 Modelli di una cella fotovoltaica	5
1.2 Modello di una cella e modello di un modulo fotovoltaico	6
1.3 Modello a singolo diodo a 4 parametri concentrati	8
1.3.1 Determinazione dei parametri	10
1.3.2 Implementazione	13
1.4 Modello a singolo diodo a 5 parametri concentrati	20
1.4.1 Determinazione dei parametri	22
1.4.2 Implementazione	31
1.5 Modello matematico di un campo fotovoltaico	38
1.5.1 Modello matematico delle tolleranze di fabbricazione	39
1.5.2 Modello matematico di una stringa serie	41
1.5.3 Modello matematico del parallelo	43
Capitolo 2: Algoritmi di ricerca del Punto di Massima Potenza (MPPT)	45
2.1 Sistema di ricerca del punto di massima potenza	45
2.1 Stato dell'arte delle tecniche di inseguimento del punto di massima potenza	46
2.1.1 Tecniche di MPPT a catena aperta	46
2.1.2 Tecniche di MPPT a catena chiusa (con retroazione)	48
2.1.3 MPPT in condizioni di parziale ombreggiamento	55
2.3 Algoritmo innovativo di MPPT sotto PSC basato sulla tecnica di conduttanza incrementale	63
Capitolo 3: Mismatch e riconfigurazione delle connessioni	69
3.1 Architetture del gruppo di conversione	72
3.2 Topologie di campo	74
3.3 Riconfigurazione delle connessioni	76
3.3.1 Riconfigurazioni su topologie serie-parallelo	77
3.3.2 Riconfigurazioni su topologie TCT	91
Capitolo 4: Progettazione e realizzazione di un dispositivo per la riconfigurazione di un campo FV di piccola potenza	103
4.1 Scelta dei componenti	104
4.2 Matrice di switching con attuatori	107
4.3 Schema del dispositivo per la riconfigurazione di un campo FV di piccola potenza	107
4.4 Realizzazione del circuito stampato, montaggio dei componenti e collaudo	109
4.5 Tecnica di riconfigurazione per un campo fotovoltaico di piccola potenza	110
4.6 Validazione sperimentale del sistema di riconfigurazione	114

Conclusioni.....	117
Lista dei simboli.....	119
Lista delle abbreviazioni.....	121
Bibliografia.....	123

Introduzione

La produzione di energia elettrica è una delle attività umana che più modifica l'ambiente. Per ridurre l'impatto che tale attività ha sul pianeta, i maggiori paesi industrializzati hanno, alla fine del secolo scorso, sottoscritto impegni ed accordi in sede internazionale che hanno fornito un grande impulso allo sviluppo dei sistemi di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'elevato costo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non tradizionali, ha spinto diversi paesi, europei e non, a mettere in atto sistemi di incentivazione prevalentemente destinati alle fonti rinnovabili le cui tecnologie di produzione di energia erano più pronte. Tra queste eolico e fotovoltaico sono state quelle che hanno ricevuto il maggiore impulso. Questa incentivazione ha reso possibile una rivoluzione culturale che ha imposto le fonti rinnovabili all'attenzione del mondo della ricerca, della tecnologia, della tecnica, dell'ingegneria e perfino al sentire comune della gente. Conclusa questa prima fase, che ha garantito anche al piccolo utente la possibilità di installare un impianto fotovoltaico e che ha riaffermato tecnologie già note per la realizzazione dei principali componenti di un impianto fotovoltaico, quali moduli e inverter, si aprono due distinti scenari.

Il primo, a medio termine, riguarda il superamento del silicio come unico elemento in grado di fornire prodotti commercialmente validi sul piano della stabilità di funzionamento nel corso della vita utile e della accessibilità del costo iniziale. Il superamento, infatti, della soglia del 20% di rendimento, proposta oggi dai moduli commerciali in silicio, sembra sempre più a portata di mano, prossima a diventare concreta grazie anche all'adozione di nuovi materiali e tecnologie e fornirà nuovo slancio per la fase due dello sviluppo del fotovoltaico a livello mondiale.

Il secondo scenario, a breve termine, riguarda l'ottimizzazione della produzione energia elettrica proveniente dai 100 GWp di potenza fotovoltaica già installata a livello mondiale che può scaturire da intuizioni provenienti dal settore della ricerca che potranno migliorare

la diagnosi delle condizioni di funzionamento di tutti i sottosistemi costituenti un campo fotovoltaico e il miglioramento delle loro prestazioni.

Nell'ottica della ottimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, l'attività sviluppata durante il corso di dottorato di ricerca, illustrata nella presente tesi, si è concentrata sulle tecniche di inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) e di riconfigurazione delle strutture dei campi. Le tecniche di MPPT e le topologie di campi fotovoltaici più diffuse garantiscono prestazioni che degradano significativamente in condizioni di disuniforme irraggiamento, offrendo ampi spazi alla ricerca di soluzioni per l'ottimizzazione della produzione. Da qui il crescente interesse della comunità scientifica testimoniato da una copiosa, valida e recente produzione scientifica proveniente da diversi ambiti culturali e geografici.

In questo contesto si inquadra l'attività di ricerca illustrata nel presente lavoro, che è stata inizialmente finalizzata alla stima della producibilità di un campo fotovoltaico. A tal fine è stato sviluppato uno studio sui modelli matematici delle celle, dei moduli e dei campi fotovoltaici proponendo delle originali implementazioni software in grado di simulare il comportamento dei campi nelle varie condizioni ambientali (irraggiamento e temperatura), anche non uniformi, sui vari moduli. Questo studio ha costituito la base per valutare le migliorie ottenibili grazie allo sviluppo di algoritmi innovativi per la determinazione del punto di massima potenza in condizioni di disuniforme irraggiamento e di tecniche di riconfigurazione della connessioni tra i moduli.

Nell'ambito degli algoritmi di ricerca del punto di massima potenza la presente tesi, dopo una disamina delle più diffuse tecniche presenti in letteratura, propone una innovativa soluzione che migliora la producibilità degli impianti, aumentando la probabilità di individuazione del massimo assoluto della curva di potenza del campo.

Per quanto riguarda le tecniche di riconfigurazione delle topologie di campo, invece, la presente tesi, dopo una attenta disamina delle varie topologie, sviluppa, grazie alla implementazione delle principali tecniche di riconfigurazione proposte in letteratura, una analisi comparativa delle stesse tecniche pervenendo ad una stima del miglioramento delle prestazioni degli impianti e alla individuazione dei componenti necessari alla realizzazione dei sistemi di riconfigurazione.

Infine la tesi propone la progettazione, realizzazione e messa a punto di un prototipo di dispositivo per la riconfigurazione di un campo fotovoltaico di piccola potenza e del banco di prova per la verifica sperimentale della sua funzionalità.

Capitolo 1: Modelli per la rappresentazione di una cella, di un modulo e di un campo fotovoltaico

1.1 Modelli di una cella fotovoltaica

I modelli matematici di un cella/modulo fotovoltaico sono un importante strumento per valutare la producibilità dei campi fotovoltaici al variare delle condizioni ambientali (temperatura ed irraggiamento), e per effettuare un più corretto dimensionamento degli impianti e dei sistemi di conversione ad essi associati. Esistono in letteratura diversi modelli utilizzabili le cui prestazioni, in termini di precisione, capacità di calcolo richiesta e semplicità di determinazione dei parametri, vanno valutate in base all'applicazione prevista.

Il modello circuitale più completo di una cella fotovoltaica può essere rappresentato attraverso un circuito a parametri distribuiti (Figura 1) [1], [9].

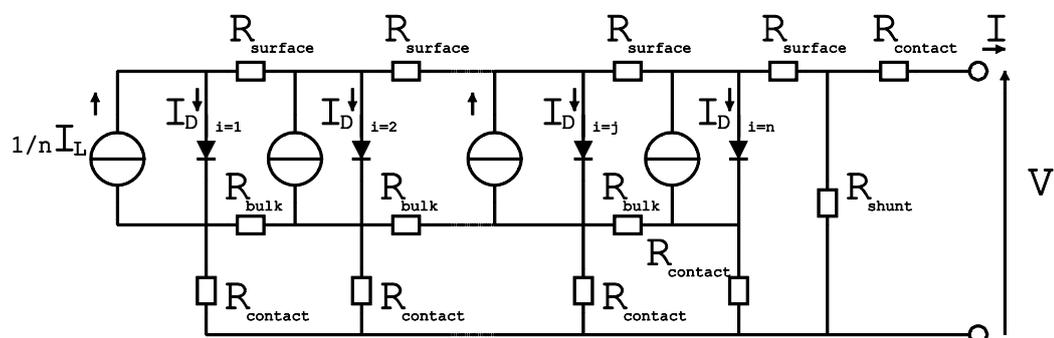


Figura 1 Circuito equivalente a parametri distribuiti

La risoluzione di tale circuito risulta molto complessa e viene, quindi, raramente utilizzato nelle usuali applicazioni; tuttavia, esso costituisce il punto di partenza per lo sviluppo della maggior parte dei modelli a parametri concentrati riportati in letteratura. La riporta una sintesi dei modelli matematici a parametri concentrati più diffusi in letteratura.

Negli schemi a parametri concentrati il diodo modella la ricombinazione delle cariche all'esterno della zona di svuotamento della giunzione p-n della cella fotovoltaica. Laddove presente, il secondo diodo modella la ricombinazione delle cariche nella zona di svuotamento [2], [13]. Nei modelli a singolo diodo a parametri concentrati quest'ultima

ricombinazione viene trascurata, in quanto il suo effetto è poco significativo per irraggiamenti e tensioni al di sotto dei valori di normale utilizzo delle celle fotovoltaiche [2]. In ragione di ciò, di seguito, la attenzione è stata posta sui modelli a singolo diodo.

TABELLA 1 MODELLI MATEMATICI A PARAMETRI CONCENTRATI PIÙ DIFFUSI IN LETTERATURA

Denominazione	Parametri	Circuito equivalente
Modello a singolo diodo a 4 parametri concentrati	I_L Corrente fotogenerata	
	I_0 Corrente di saturazione inversa del diodo	
	γ Fattore d'idealità del diodo	
	R_s Resistenza serie	
Modello a singolo diodo a 5 parametri concentrati	I_L Corrente fotogenerata	
	I_0 Corrente di saturazione inversa del diodo	
	γ Fattore d'idealità del diodo	
	R_s Resistenza serie	
Modello a doppio diodo a 5 parametri concentrati	I_L Corrente fotogenerata	
	I_{01} Corrente di saturazione inversa del diodo 1	
	I_{02} Corrente di saturazione inversa del diodo 2	
	γ_1 Fattore d'idealità del diodo 1	
	γ_2 Fattore d'idealità del diodo 2	
Modello a doppio diodo a 6 parametri concentrati	I_L Corrente fotogenerata	
	I_{01} Corrente di saturazione inversa del diodo 1	
	I_{02} Corrente di saturazione inversa del diodo 2	
	γ_1 Fattore d'idealità ¹ del diodo 1	
	γ_2 Fattore d'idealità del diodo 2	
R_s Resistenza serie		

1.2 Modello di una cella e modello di un modulo fotovoltaico

I modelli prima illustrati possono essere utilizzati anche per descrivere il comportamento di un modulo fotovoltaico se si fa l'ipotesi che esso sia costituito da celle identiche tra di loro, poste in serie o in parallelo, e che si trovino a lavorare nelle stesse condizioni di irraggiamento

¹ In letteratura viene anche indicato come fattore di qualità o coefficiente di emissione.

e temperatura. Si consideri, ad esempio, il modello a 5 parametri e si prendano 2 celle poste in serie è corretto utilizzare lo schema di equivalente riportato in Figura 1 [3], [4], [6].

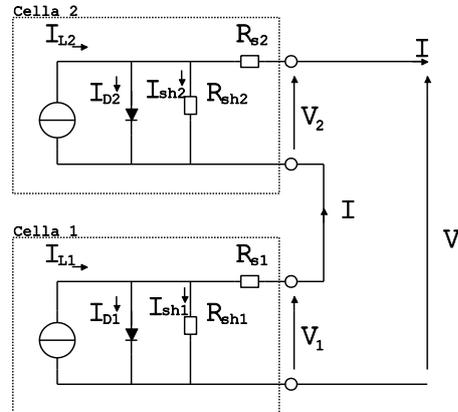


Figura 2 Schema equivalente di due celle poste in serie

Supponendo che le due celle siano identiche e siano nelle stesse condizioni di temperatura ed irraggiamento si ha:

- $I_{L1}=I_{L2}$ essendo le due celle identiche e sottoposte alla stessa temperatura ed irraggiamento esse avranno la stessa corrente fotogenerata
- $V_1=V_2$ essendo le due celle identiche e sottoposte alla stessa temperatura ed irraggiamento
- $I_{D1}=I_{D2}$ essendo uguali i due diodi e soggetti alla stessa tensione e temperatura
- $R_{s1}=R_{s2}$ dipendendo dalle caratteristiche costruttive
- $R_{sh1}=R_{sh2}$ dipendendo dalle caratteristiche costruttive
- $I_{sh1}=I_{sh2}$ in quanto le due resistenze sono soggette alla stessa differenza di potenziale.

Sulla base di queste considerazioni lo schema equivalente della serie delle due celle è quello riportato in Figura 3 [5–7].

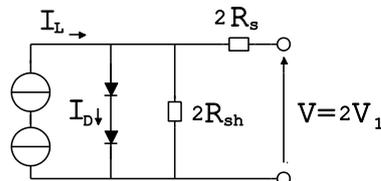


Figura 3 Schema equivalente della serie di due celle identiche

Considerazioni analoghe possono essere condotte per gli altri modelli equivalenti e per N_{cs} celle connesse in serie. Nel caso in cui le celle siano connesse in parallelo sono, invece, validi gli schemi riportati in Figura 4 [6], [7].

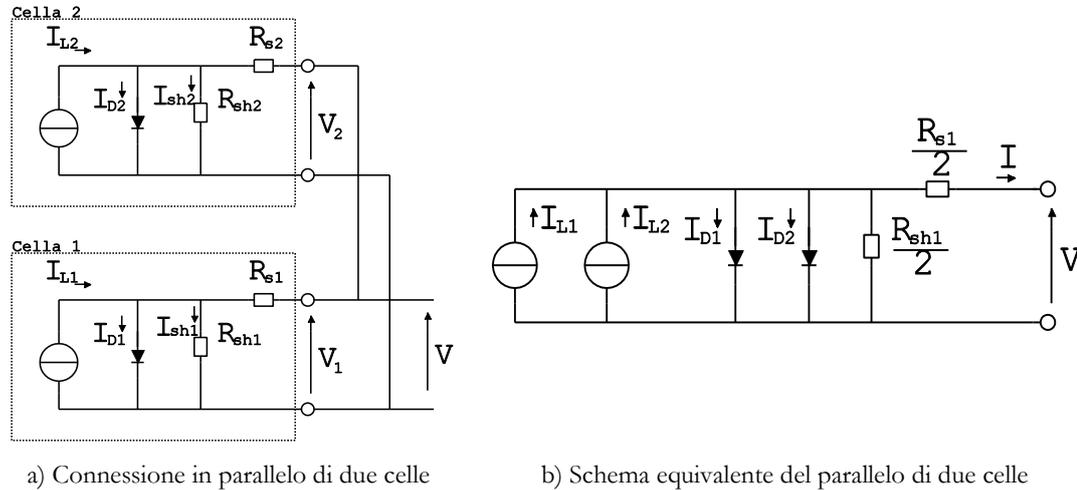


Figura 4 Schema equivalente del parallelo di due celle identiche

Il ragionamento è facilmente estrapolabile nel caso di N_p celle connesse in parallelo.

1.3 Modello a singolo diodo a 4 parametri concentrati

Il modello a singolo diodo a 4 parametri concentrati (Figura 5) richiede una potenza di calcolo inferiore rispetto al modello a 5 parametri e per esso la ricerca dei parametri che lo caratterizzano è meno complessa.

I quattro parametri di questo modello sono:

- I_L , la corrente fotogenerata dipendente da irraggiamento, temperatura e caratteristiche costruttive;
- I_o , la corrente inversa di saturazione del diodo dipendente dalla temperatura e dalle caratteristiche costruttive;
- γ il fattore d'idealità del diodo dipendente dalle caratteristiche costruttive della cella compreso tra 1 e 2;
- R_s , la resistenza serie dipendente dalle caratteristiche costruttive della cella.

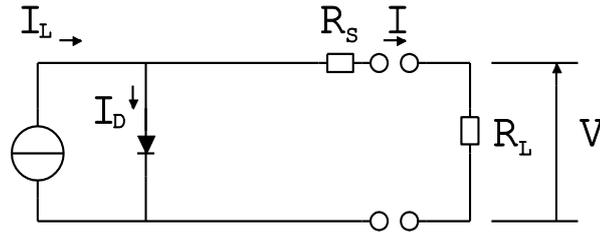


Figura 5 Circuito equivalente a singolo diodo e 4 parametri concentrati

Analizzando il circuito di Figura 5 si può scrivere:

$$I = I_L - I_D \quad (1)$$

Scrivendo la corrente circolante nel diodo tramite la equazione di Shockley si ha:

$$I_D = I_0 \left[e^{\frac{q(V+I R_s)}{k \gamma T_c}} - 1 \right] \quad (2)$$

dove:

- q è la carica elementare dell'elettrone [C]
- T_c è la temperatura della cella [K]
- k è la costante di Boltzmann [J/K]
- V è la tensione in uscita dalla cella [V]
- I è la corrente in uscita dalla cella [A].

La quantità $\frac{kT_c}{q}$ viene spesso indicata come tensione termica del diodo (V).

Combinando la eq. (1) con la eq. (2) si ottiene l'equazione trascendente che lega la tensione e la corrente in uscita dalla cella [9]:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{q(V+I R_s)}{k \gamma T_c}} - 1 \right] \quad (3)$$

Per un modulo costituito da N_{cs} celle poste in serie la equazione che lega la corrente e tensione in uscita dal modulo è:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{q(V+I R_s)}{k \gamma N_{cs} T_c}} - 1 \right] \quad (4)$$

1.3.1 Determinazione dei parametri

I costruttori di moduli fotovoltaici non forniscono i parametri di questo modello, sono, però, disponibili in letteratura alcuni metodi per la loro determinazione sulla base dei dati disponibili nei datasheet [8], [13].

Di seguito sono analizzate le metodologie proposte nei seguenti lavori scientifici:

- T. U. Townsend, “*A method for estimating the long-term performance of direct coupled photovoltaic systems,*” University of Wisconsin, Madison, 1989.
- A. N. Celik and N. Acikgoz, “*Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models,*” Applied Energy, vol. 84, pp. 1–15, 2007.

1.3.1.1 A method for estimating the long-term performance of direct coupled photovoltaic systems (Townsend)

La metodologia proposta richiede la conoscenza dei dati caratteristici riportati in Tabella 2.

TABELLA 2 DATI CARATTERISTICI RICHIESTI PER LA INDIVIDUAZIONE DEL MODELLO

Simbolo	Descrizione del parametro
I_{sc}^{ref}	corrente di corto circuito in condizioni standard (STC) ²
V_{oc}^{ref}	tensione di circuito aperto in condizioni standard
I_{MP}^{ref}	corrente nel punto di massima potenza in condizioni standard
V_{MP}^{ref}	tensione nel punto di massima potenza in condizioni standard
μ_{Voc}	coefficiente di temperatura della tensione a vuoto

Particolarizzando l'espressione della corrente (4) nel punto di massima potenza, nel punto in cortocircuito e nel punto di funzionamento a vuoto l'autore perviene [8], [9], [14] alla seguenti equazioni che consentono di determinare γ , I_0 e I_L :

$$\gamma = \frac{1}{N_{cs}} \frac{q \cdot (V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} \cdot R_s - V_{oc}^{ref})}{k T_c^{ref} \ln \left(1 - \frac{I_{MP}^{ref}}{I_{sc}^{ref}} \right)} \quad (5)$$

$$I_0^{ref} = I_{sc}^{ref} e^{-\left(\frac{q \cdot V_{oc}^{ref}}{\gamma N_{cs} k T_c^{ref}} \right)} \quad (6)$$

² STC (Standard Test Conditions) consentono di confrontare celle diverse in condizioni univoche per le misurazioni. Sono contenute nelle norme IEC 60904 e fissano: densità di radiazione 1000 W/m²; temperatura di esercizio cella 25 °C; distribuzione spettrale della radiazione secondo norme IEC 60904-3 e AM =1.5

$$I_L^{ref} \cong I_{sc}^{ref} \quad (7)$$

Il modello risulta, quindi, completamente determinato calcolando il valore della resistenza serie R_s . L'autore propone un metodo iterativo (Figura 6) fondato sul confronto tra il valore calcolato del coefficiente di temperatura della tensione a vuoto, μ_{Voc}^c , e il valore dello stesso coefficiente fornito dal costruttore μ_{Voc}^c .

Il coefficiente di temperatura della tensione a vuoto è calcolabile utilizzando la seguente espressione:

$$\mu_{Voc}^c = \frac{\partial V_{oc}^{ref}}{\partial T_c} = \frac{\gamma N_{cs} k}{q} \cdot \left[\ln \left(\frac{I_{sc}^{ref}}{I_0^{ref}} \right) + \frac{T_c^{ref} \cdot \mu_{Isc}}{I_{sc}^{ref}} - \left(3 + \frac{q \cdot E_g}{\gamma k T_c^{ref}} \right) \right] \quad (8)$$

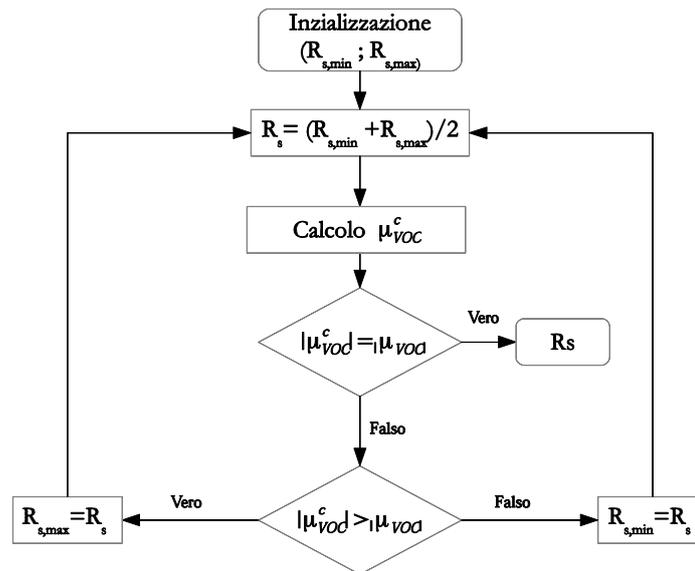


Figura 6 Metodo iterativo per la determinazione di R_s

Il metodo iterativo richiede la individuazione degli estremi dell'intervallo nel quale deve essere compreso il valore di R_s cercato.

In particolare si può porre:

$$R_{s,min} = 0 \quad (9)$$

Osservando, poi, che ad elevati valori di R_s corrispondono bassi valori di γ [8], [9] si può dedurre che il valore $R_{s,max}$ si ottiene per il minimo del fattore di idealità del diodo. Si può quindi porre:

$$R_{s,\max} = \frac{1}{I_{MP}^{ref}} \cdot \left[\frac{k T_c^{ref} N_{cs}}{q} \cdot \ln \left(1 - \frac{I_{MP}^{ref}}{I_{sc}^{ref}} \right) + V_{oc}^{ref} - V_{MP}^{ref} \right] \quad (10)$$

Il metodo iterativo proposto, applicato su due moduli fotovoltaici le cui caratteristiche sono riportate nella Tabella 3 [10–12], ha fornito i risultati riportati nella Tabella 4.

TABELLA 3 DATI CARATTERISTICI DEI MODULI FOTOVOLTAICI IN STC

	MSX_120_solarex	HIT-240HDE4	SHELL_SP75
I_{sc}^{ref}	3.87	7.37	4.8
V_{oc}^{ref}	42.1	43.6	21.7
I_{MP}^{ref}	3.56	6.77	4.4
V_{MP}^{ref}	33.7	35.5	17
N_{cs}	72	60	36
μ_{Voc}	-1.60E-01	-1.09E-01	-7.60E-02
μ_{Isc}	1.0503	0.7610	0.7003
$\left. \frac{dV}{dI} \right _{I=I_{sc}^{ref}}$	2.31E-03	2.21E-03	2.00E-03
$\left. \frac{dV}{dI} \right _{V=V_{oc}^{ref}}$	268.3575	499.9065	263.5297
Tipologia	policristallino	monocristallino	monocristallino

TABELLA 4 DATI CARATTERISTICI OTTENUTI DALL'APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA PROPOSTA

	MSX_120_solarex	HIT-240HDE4	SHELL_SP75
R_s	0.045	0.065	0.277
γ	1.77	1.98	1.52
A	127.11	119.00	54.67
I_0	9.75E-06	4.72E-06	9.38E-07
I_L	3.87	7.37	4.80

1.3.1.2 Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models (Celik et Acikgoz)

La metodologia proposta richiede la conoscenza dei dati caratteristici riportati in Tabella 5.

TABELLA 5 DATI CARATTERISTICI RICHIESTI PER LA INDIVIDUAZIONE DEL MODELLO

Simbolo	Descrizione del parametro
I_{sc}^{ref}	corrente di corto circuito in condizioni standard (STC)
V_{oc}^{ref}	tensione di circuito aperto in condizioni standard
I_{MP}^{ref}	corrente nel punto di massima potenza in condizioni standard
V_{MP}^{ref}	tensione nel punto di massima potenza in condizioni standard
μ_{Voc}	coefficiente di temperatura della tensione a vuoto
μ_{Isc}	coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito

Per la determinazione dei parametri del modello gli autori utilizzano le seguenti formule:

$$I_L^{ref} = I_{sc}^{ref} \quad (11)$$

$$\gamma = \frac{q}{N_{cs} k T_c^{ref}} \frac{\mu_{Voc} T_c^{ref} - V_{oc}^{ref} + E_g N_{cs}}{\frac{T_c^{ref} \mu_{IsC}}{I_L^{ref}} - 3} \quad (12)$$

$$I_0^{ref} = \frac{I_L^{ref}}{\frac{V_{oc}^{ref}}{e^{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}} - 1} \quad (13)$$

$$R_s = \frac{N_{cs} \gamma V_t^{ref} \ln \left(1 - \frac{I_{MP}^{ref}}{I_L^{ref}} \right) - V_{MP}^{ref} + V_{oc}^{ref}}{I_{MP}^{ref}} \quad (14)$$

Il metodo proposto non richiede metodi iterativi.

La Tabella 6 riporta i risultati delle simulazioni effettuate sui moduli fotovoltaici presi in esame.

TABELLA 6 PARAMETRI OTTENUTI DALL'APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA PROPOSTA

	MSX 120 solarex	HIT-240HDE4	SHELL SP75
R_s	0.044	0.064	0.275
γ	1.77	1.98	1.52
A	127.12	118.99	54.67
I_0	9.76E-06	4.72E-06	9.37E-07
I_L	3.87	7.37	4.80

1.3.1.3 Confronto tra i parametri ottenuti dall'applicazione dei metodi analizzati

I due metodi analizzati presuppongono la conoscenza di un differente numero di dati caratteristici, in particolare il metodo di Townsend richiede la conoscenza di 5 valori mentre il metodo di *Celik* richiede la conoscenza di un valore aggiuntivo. In tutti i casi si tratta di parametri facilmente desumibili dai datasheet forniti a corredo dei moduli fotovoltaici commerciali.

I parametri ottenuti, riportati nella Tabella 4 e nella Tabella 6, presentano differenze trascurabili.

1.3.2 Implementazione

La eq. (4), risolta con metodi numerici, consente di determinare per ciascun valore di tensione il corrispondente valore di corrente erogata dal dispositivo (cella o modulo fotovoltaico),

resta, però, da esplicitare la dipendenza della varie grandezze dalla temperatura del dispositivo e dall'irraggiamento incidente su di esso. Ciò al fine di poter tracciare le caratteristiche $I-V$ per tutte le condizioni ambientali di funzionamento.

La corrente fotogenerata dipende sia dalla temperatura che dall'irraggiamento; in particolare si può affermare che essa è:

- direttamente proporzionale all'irraggiamento [13], [14], [70]
- legata alla temperatura tramite un coefficiente costante [13], [14], [70]

$$I_L = I_L^{ref} \left[\mu_{Isc} (T_c - T_c^{ref}) \right] \frac{G}{G^{ref}} \quad (15)$$

La corrente I_L^{ref} è uno dei parametri del modello determinati seguendo quando riportato nel paragrafo precedente.

La corrente inversa di saturazione del diodo dipende, oltre che dalle caratteristiche costruttive, anche dalla temperatura della cella [13–15]:

$$I_0(T_c) = I_0^{ref} \left(\frac{T_c^{ref}}{T_c} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{\gamma N_{cs} k} \left(\frac{1}{T_c^{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \quad (16)$$

Tenendo conto delle eqs. (15) e (16) la eq. (4) può essere scritta nella forma seguente:

$$I = I_L^{ref} \left[\mu_{Isc} (T_c - T_c^{ref}) \right] \frac{G}{G^{ref}} - I_0^{ref} \left(\frac{T_c^{ref}}{T_c} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{\gamma N_{cs} k} \left(\frac{1}{T_c^{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{k\gamma N_{cs} T_c}} - 1 \right] \quad (17)$$

La eq. (17) è risolvibile utilizzando il metodo di bisezione.

La Figura 7, la Figura 8 e la Figura 9 mostrano le caratteristiche $I-V$ in condizioni standard dei tre moduli presi in esame ricavate utilizzando i parametri ottenuti utilizzando i metodi visti nel paragrafo precedente confrontate con le curve fornite dai costruttori.

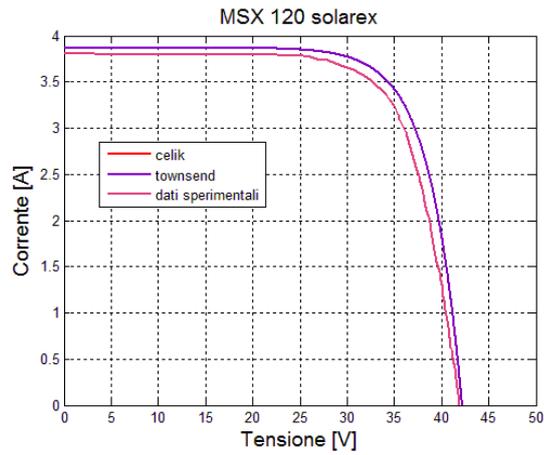


Figura 7 Caratteristiche I-V modulo MSX_120_solarex

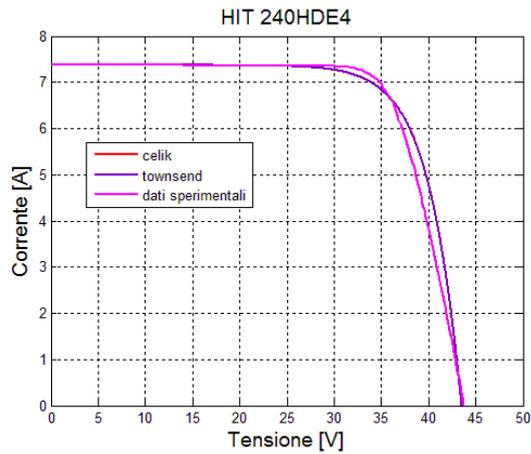


Figura 8 Caratteristiche I-V modulo HIT-240HDE4

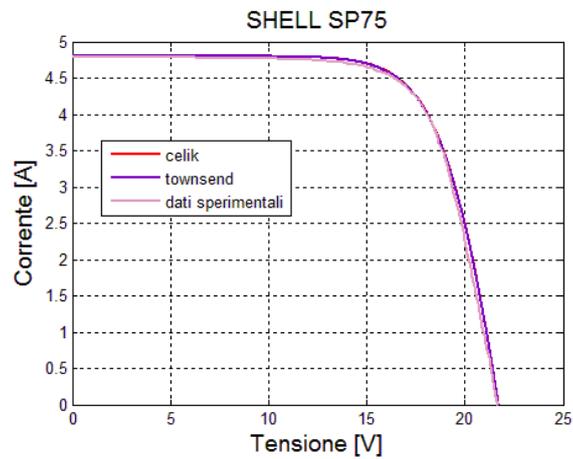


Figura 9 Caratteristiche I-V modulo SHELL_SP75

La Tabella 7 riporta i valori di tensione, corrente e potenza nei punti di massima potenza per ciascuna delle curve caratteristiche tracciate.

TABELLA 7 PUNTI DI MASSIMA POTENZA CALCOLATI PER I 3 MODULI

Algoritmo	Modulo	I_{MP} [A]	V_{MP} [V]	P_{MP} [W]
Celik	MSX_120_solarex	3.53	32.63	115.31
Townsend		3.53	32.68	115.32
Celik	HIT-240HDE4	6.78	33.92	229.91
Townsend		6.78	33.92	229.91
Celik	SHELL_SP75	4.40	16.29	71.75
Townsend		4.40	16.29	71.74

Gli andamenti ottenuti sono molto simili tra di loro. Per una più attenta analisi delle differenze ed effettuare un rigoroso confronto tra le curve ottenute si è deciso di effettuare una valutazione puntuale ed una valutazione complessiva tramite un opportuno indice.

1.3.2.1 Valutazione degli scostamenti tra le curve caratteristiche ottenute dal modello a 4 parametri

Per la valutazione puntuale si è deciso di suddividere la curva caratteristica in 3 zone:

- zona a corrente costante, nella quale la corrente si mantiene al di sopra del 98% della corrente di cortocircuito
- zona a tensione costante, nella quale la tensione si mantiene al di sopra del 90% della tensione di circuito aperto
- intorno del punto di massima potenza, la zona intermedia tra le precedenti.

Nella prima zona lo scostamento tra le caratteristiche ottenute dalle simulazioni e le caratteristiche fornite dal costruttore è valutato considerando lo scostamento percentuale massimo (in valore assoluto) nei punti a uguale tensione.

La Tabella 8 riporta gli scostamenti tra le caratteristiche a STC ottenute dalle simulazioni e le caratteristiche fornite dal costruttore nella la zona a corrente costante.

TABELLA 8 SCOSTAMENTO TRA LE CARATTERISTICHE A STC OTTENUTE DALLE SIMULAZIONI E LA CARATTERISTICHE FORNITE DAL COSTRUTTORE NELLA LA ZONA A CORRENTE COSTANTE

Modulo	Algoritmo	
	Celik	Townsend
MSX_120_solarex	0.0199	0.0199
HIT-240HDE4	0.0446	0.0448
SHELL_SP75	0.0078	0.0077

Nella zona a tensione costante si è deciso di calcolare lo scostamento percentuale massimo (in valore assoluto) nei punti a uguale corrente.

TABELLA 9 SCOSTAMENTO TRA LE CARATTERISTICHE A STC OTTENUTE DALLE SIMULAZIONI E LA CARATTERISTICHE FORNITE DAL COSTRUTTORE NELLA LA ZONA A TENSIONE COSTANTE

Modulo	Algoritmo	
	Celik	Townsend
MSX_120_solarex	0.0360	0.0359
HIT-240HDE4	0.0467	0.0467
SHELL_SP75	0.0390	0.0390

Nell'intorno del punto di massima potenza si è deciso di valutare la differenza tra le aree sottese dalle curve tensione potenza ottenute dalle simulazioni e quella fornita dal costruttore e di rapportarla all'area sottesa dalla caratteristica fornita dal costruttore.

TABELLA 10 SCOSTAMENTO TRA LE CARATTERISTICHE A STC OTTENUTE DALLE SIMULAZIONI E LA CARATTERISTICHE FORNITE DAL COSTRUTTORE NELL'INTORNO DEL PUNTO DI MASSIMA POTENZA

Modulo	Algoritmo	
	Celik	Townsend
MSX_120_solarex	0.0057	0.0057
HIT-240HDE4	0.0556	0.0559
SHELL_SP75	0.0704	0.0715

Per valutare lo scostamento tra le caratteristiche nel complesso si è calcolato il MAE (*Mean Absolute Error*) secondo la eq. (18)

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_1^N \left| \frac{P_{mis} - P_{sim}}{P_{sim}} \right| \quad (18)$$

dove:

- P_{mis} è la potenza calcolata sulla base dei punti forniti dal costruttore
- N è il numero nei quali individuati nella caratteristica fornita dal costruttore
- P_{sim} e la potenza ottenuta dalla simulazioni.

TABELLA 11 MAE OTTENUTO PER I VARI ALGORITMI

Modulo	Algoritmo	
	Celik	Townsend
MSX_120_solarex	0.6284	0.6046
HIT-240HDE4	0.2792	0.2802
SHELL_SP75	0.3491	0.3550

1.3.2.2 Curve caratteristiche al variare della temperatura

La Figura 10, la Figura 11 e la Figura 12 riportano le caratteristiche ottenute dalle simulazioni condotte per le tre tipologie di moduli fotovoltaici, con i parametri ottenuti utilizzando i tre

metodi visti precedentemente, considerando una temperatura della cella pari a $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $75\text{ }^{\circ}\text{C}$. In tutti i casi le curve sono quasi sovrapposte.

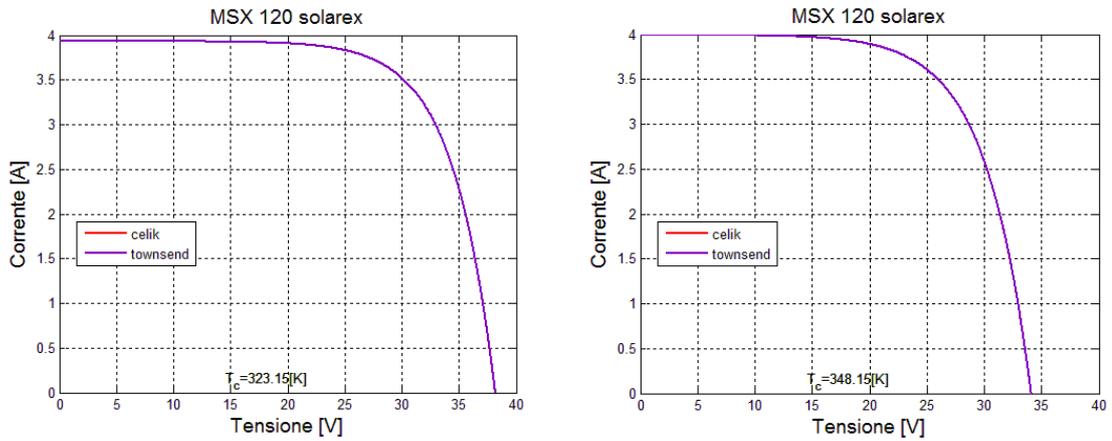


Figura 10 Curve caratteristiche del modulo MSX 120 solarex tracciate a $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $75\text{ }^{\circ}\text{C}$

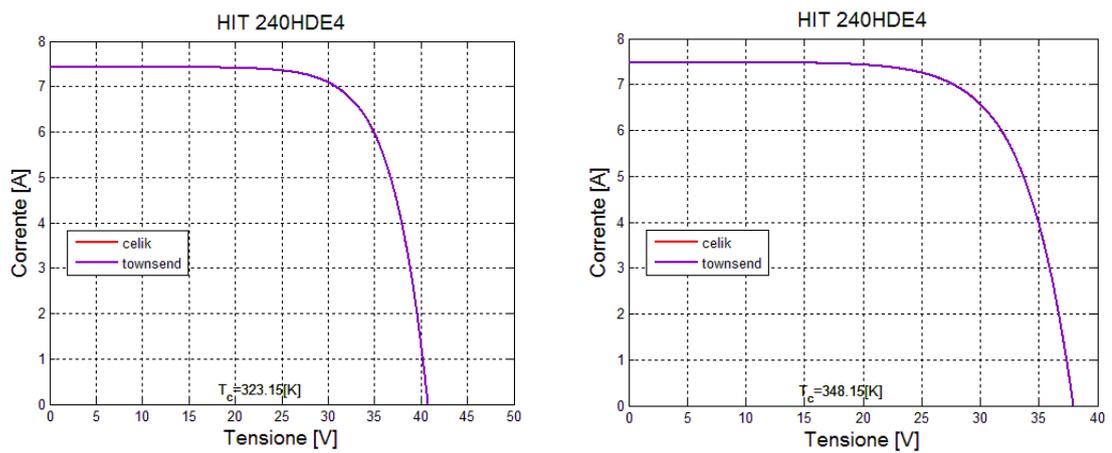


Figura 11 Curve caratteristiche del modulo HIT-240HDE4 tracciate a $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $75\text{ }^{\circ}\text{C}$

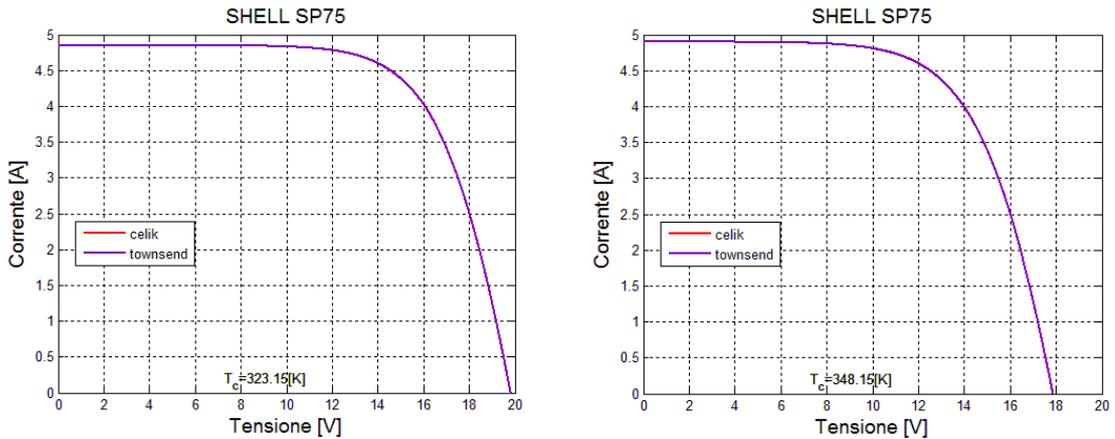


Figura 12 Curve caratteristiche del modulo SHELL_SP75 tracciate a 50 °C e 75 °C

1.3.2.3 Curve caratteristiche al variare dell'irraggiamento

Le Figura 13, la Figura 14 e la Figura 15 riportano le caratteristiche ottenute dalle simulazioni condotte per le tre tipologie di moduli fotovoltaici, con i parametri ottenuti utilizzando i tre metodi visti precedentemente, considerando una temperatura della cella pari a 25 °C e irraggiamento pari a 800 W/m² e 600 W/m². In tutti i casi le curve sono molto prossime tra di loro.

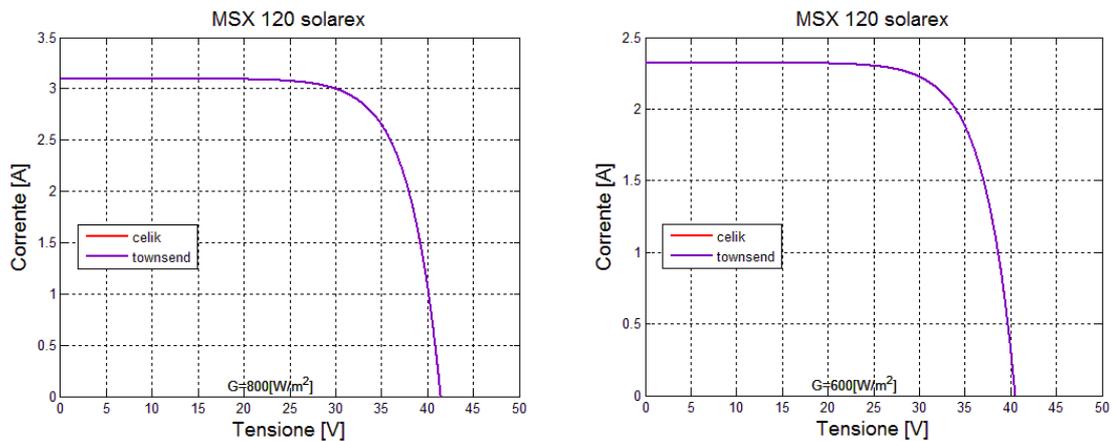


Figura 13 Curve caratteristiche del modulo MSX 120 solarex tracciate a 800 W/m² e 600 W/m²

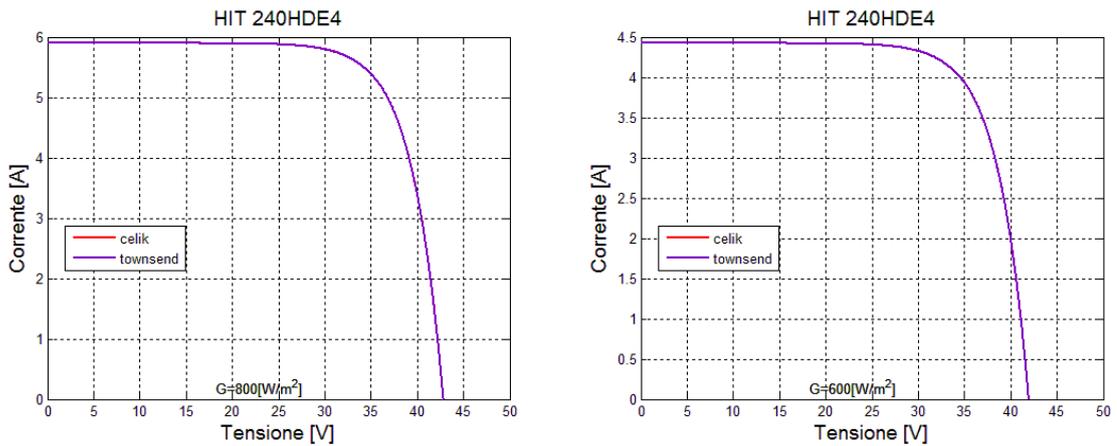


Figura 14 Curve caratteristiche del modulo HIT-240HDE4 tracciate a 800 W/m^2 e 600 W/m^2

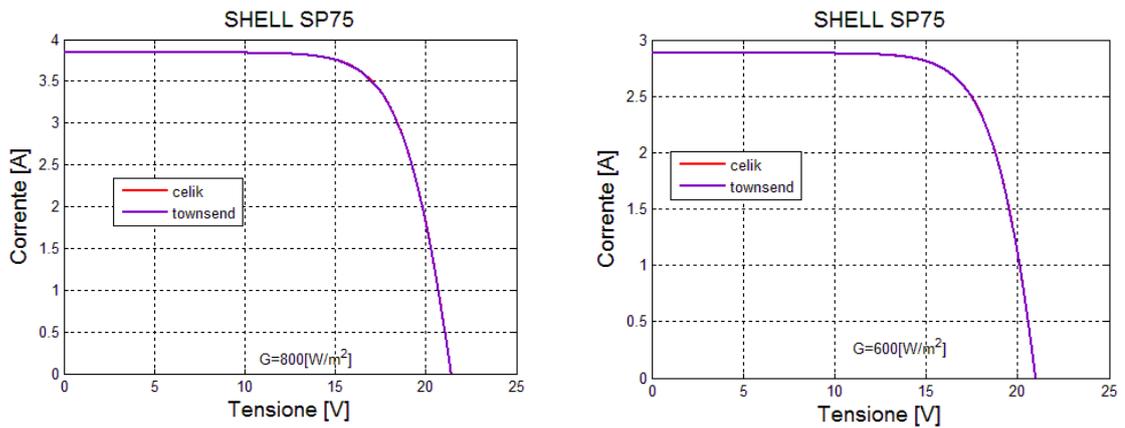


Figura 15 Curve caratteristiche del modulo SHELL_SP75 tracciate a 800 W/m^2 e 600 W/m^2

1.4 Modello a singolo diodo a 5 parametri concentrati

Il modello a singolo diodo a parametri concentrati (Figura 16), grazie alla presenza della resistenza di shunt R_{sh} , riesce a rappresentare meglio il comportamento della cella fotovoltaica anche in condizioni di basso irraggiamento e richiede una potenza di calcolo nettamente inferiore ai modelli a doppio diodo.

I cinque parametri di questo circuito sono:

- I_L , la corrente fotogenerata dipendente da irraggiamento, temperatura e caratteristiche costruttive;
- I_0 , la corrente inversa di saturazione del diodo dipendente dalla temperatura e dalle caratteristiche costruttive;

- γ il fattore d'idealità del diodo dipendente dalle caratteristiche costruttive della cella compreso tra 1 e 2;
- R_s , la resistenza serie dipendente dalle caratteristiche costruttive della cella;
- R_{sh} , la resistenza shunt dipendente dalle caratteristiche costruttive.

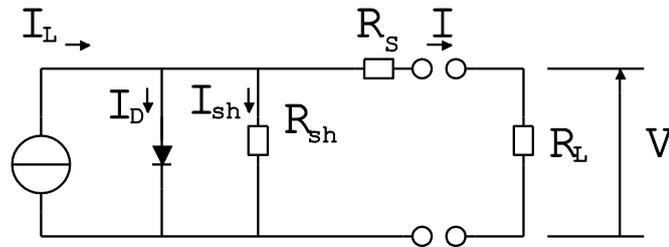


Figura 16 Circuito equivalente a singolo diodo e 5 parametri concentrati

La corrente fotogenerata I_L dipende dall'irraggiamento al quale la cella è sottoposta, dalla temperatura e dalle caratteristiche costruttive della cella stessa. In particolare tale corrente è direttamente proporzionale all'irraggiamento.

La caratteristica tensione-corrente del diodo può essere descritta tramite la equazione di Shockley che, per il circuito di Figura 16, può essere scritta nella forma:

$$I_D = I_0 \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{k\gamma T_c}} - 1 \right] \quad (19)$$

dove:

- q è la carica elementare dell'elettrone [C]
- T_c è la temperatura della cella [K]
- k è la costante di Boltzmann [J/K]
- V è la tensione in uscita dalla cella [V]
- I è la corrente in uscita dalla cella [A].

La quantità $\frac{kT_c}{q}$ viene spesso indicata come tensione termica del diodo (V_t).

Nel caso in cui si considerino N_{cs} celle poste in serie, per estensione dello schema equivalente riportato in Figura 3, la espressione della corrente I_D diviene [23]:

$$I_D = I_0 \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{k\gamma N_{cs} T_c}} - 1 \right] \quad (20)$$

La resistenza serie rappresenta, invece, la somma di diverse perdite interne alla cella, i contributi più significativi sono dati [16], [17] dalla:

- resistenza dei contatti, anteriore e posteriore
- resistenza dei collegamenti
- resistenza di contatto tra i contatti metallici e il materiale semiconduttore.

La resistenza shunt modella tutte le perdite dovute a tutte le correnti di dispersione all'interno della cella.

Analizzando il circuito di Figura 16 si può scrivere:

$$I = I_L - I_D - I_{sh} \quad (21)$$

dove:

$$I_{sh} = \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (22)$$

Combinando le eqs. (21) e (22) con la eq. (19) si ottiene la equazione trascendente che lega la tensione e la corrente in uscita dalla cella:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{k\gamma T_c}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (23)$$

Se al posto della eq. (19) si utilizza la eq. (20) si ottiene la equazione trascendente che lega la tensione e la corrente in uscita da un modulo costituito da N_{cs} celle poste in serie:

$$I = I_L - I_0 \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{k\gamma N_{cs} T_c}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (24)$$

1.4.1 Determinazione dei parametri

I costruttori di moduli fotovoltaici non forniscono i parametri del modello ma in letteratura sono presenti alcuni metodi che consentono di ricavarli sulla base dei dati presenti nei datasheet [18–20], [22], [23].

Di seguito sono analizzate le metodologie proposte nei seguenti lavori scientifici:

- M. A. de Blas, J. L. Torres, E. Prieto, and A. Garcia, “*Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices*” *Renewable Energy*, vol. 25, pp. 371–380, 2002

- A. Ortiz-Conde, F. J. G. Sanchez, and J. Muci, “New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated I - V characteristics” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, pp. 352–361, 2006
- D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, “PV panel model based on datasheet values” in *Industrial Electronics*, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on, 2007
- M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays” *Power Electronics*, IEEE Transactions on, vol. 24, pp. 1198–1208, May 2009

1.4.1.1 Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices (de Blas et al.)

La metodologia proposta richiede la conoscenza dei dati caratteristici riportati nella Tabella 12.

TABELLA 12 DATI CARATTERISTICI RICHIESTI PER LA INDIVIDUAZIONE DEL MODELLO

Simbolo	Descrizione del parametro
I_{sc}^{ref}	corrente di corto circuito in condizioni standard (STC)
V_{oc}^{ref}	tensione di circuito aperto in condizioni standard
I_{MP}^{ref}	corrente nel punto di massima potenza in condizioni standard
V_{MP}^{ref}	tensione nel punto di massima potenza in condizioni standard
$-\left.\frac{dI}{dV}\right _{I=I_{sc}^{ref}}$	pendenza della caratteristica I - V in condizioni standard nel punto a corrente nulla
$-\left.\frac{dV}{dI}\right _{V=V_{oc}^{ref}}$	pendenza della caratteristica I - V in condizioni standard nel punto a tensione nulla

Per la determinazione dei parametri del modello gli autori utilizzano le equazioni di seguito riportate³:

$$R_{sh} = -\left.\frac{dI}{dV}\right|_{I=I_{sc}^{ref}} - R_s \quad (25)$$

³ La simbologia utilizzata nelle formule seguenti è stata modificata rispetto a quella utilizzata nell'articolo originario per renderla coerente con quella utilizzata nel presente lavoro.

$$A = \frac{V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} R_s - V_{oc}^{ref}}{V_t^{ref} \ln \left[\frac{\left(I_{sc}^{ref} - I_{MP}^{ref} \right) \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{MP}^{ref}}{R_{sh}}}{I_{sc}^{ref} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}^{ref}}{R_{sh}}} \right]} \quad (26)$$

$$R_s = \frac{-\frac{dV}{dI} \Big|_{V=V_{oc}^{ref}} \left(\frac{V_{oc}^{ref}}{V_t^{ref} A} - 1 \right) - \frac{dI}{dV} \Big|_{I=I_{sc}^{ref}} \left(1 - \frac{I_{sc}^{ref} - \frac{dV}{dI} \Big|_{V=V_{oc}^{ref}}}{V_t^{ref} A} \right)}{\frac{V_{oc}^{ref} + I_{sc}^{ref} \frac{dI}{dV} \Big|_{I=I_{sc}^{ref}}}{V_t^{ref} A}} \quad (27)$$

$$I_0^{ref} = \frac{I_{sc}^{ref} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}^{ref}}{R_{sh}}}{e^{\frac{V_{oc}^{ref}}{AV_t^{ref}}}} \quad (28)$$

$$I_L^{ref} = I_0^{ref} \left[e^{\frac{V_{oc}^{ref}}{AV_t^{ref}}} - 1 \right] + \frac{V_{oc}^{ref}}{R_{sh}} \quad (29)$$

Nelle equazioni precedenti A indica il fattore di idealità del diodo della modulo che, nel caso di N_{cs} celle in serie identiche, è pari a $N_{cs} \gamma$.

Il sistema di equazioni proposte non consente una risoluzione analitica ma è necessario utilizzare metodi numerici. In particolare gli autori propongono di:

- calcolare il valore di R_{sb} dalla eq. (25)
- calcolare il valore di A dalla eq. (26) grazie al valore ottenuto al punto precedente
- calcolare il valore di R_s dalla eq. (27) grazie al valore ottenuto al punto precedente
- ricalcolare il valore di R_s dalla eq. (27).

Dopo poche iterazioni il sistema converge al valore di R_s corretto, consentendo quindi di calcolare, grazie alle eqs (28) e (29) i valori di I_0 e I_L .

Il metodo proposto ha il suo principale limite nella difficile determinazione dei valori di $-\frac{dI}{dV} \Big|_{I=I_{sc}^{ref}}$ e $-\frac{dV}{dI} \Big|_{V=V_{oc}^{ref}}$ in quanto questi valori non sono definiti nei datasheet dei costruttori ma vanno determinati per via grafica a partire dalle curve caratteristiche.

I parametri ottenuti dalla applicazione del metodo proposto sono riportati in Tabella 13.

TABELLA 13 PARAMETRI OTTENUTI DALL'APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA PROPOSTA

	MSX_120_solarex	HIT-240HDE4	SHELL_SP75
R_s	0.440	0.522	0.501
R_{sh}	267.92	499.38	263.03
\mathcal{Y}	1.23	1.13	1.02
A	88.62	67.74	36.78
I_0	3.46E-08	9.58E-11	5.01E-10
I_L	3.88	7.38	4.81

1.4.1.2 New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated I - V characteristics (Ortiz-Conde et al.)

Il metodo proposto dagli autori richiede la conoscenza:

- di un numero significativo di punti della caratteristica I - V del modulo fotovoltaico
- del valore della corrente di cortocircuito.

In particolare gli autori, noti i punti della caratteristica, propongono di:

- effettuare una integrazione numerica della funzione:

$$CC(I, V) \equiv \int_0^V (I - I_{sc}) dV \quad (30)$$

- effettuare un *fitting* della curva ottenuta con una curva la cui equazione è

$$CC(I, V) = C_{V1} V + C_{I1} (I - I_{sc}) + C_{IV1} V (I - I_{sc}) + C_{V2} V^2 + C_{I2} (I - I_{sc})^2 \quad (31)$$

- determinare dal *fitting* i parametri C_{V1} , C_{I1} , C_{IV1} , C_{V2} , C_{I2} .
- utilizzare le equazioni (32) – (36) per la determinazione dei parametri del modello 5 a parametri.

$$R_{sh} = \frac{1}{2C_{V2}} \quad (32)$$

$$R_s = \frac{\sqrt{1 + 16C_{V2}C_{I2}} - 1}{4C_{V2}} \quad (33)$$

$$A = \frac{C_{V1}(\sqrt{1 + 16C_{V2}C_{I2}} - 1) + 4C_{I1}C_{V2}}{4V_t C_{V2}} \quad (34)$$

$$I_L = -\frac{(1 + \sqrt{1 + 16C_{V2}C_{I2}})(C_{I1} + I_{sc})}{2} - C_{I1}C_{V2} \quad (35)$$

$$I_0 = \frac{I - \frac{(V - IR_s)}{R_{sh}} + I_L}{e^{\frac{AV_t}{V - IR_s}} - 1} \quad (36)$$

Il metodo proposto ha il suo principale limite nella difficoltà di determinare i punti della caratteristica del modulo fotovoltaico che, di solito viene fornita solo in forma di grafico.

1.4.1.3 PV panel model based on datasheet values (Sera et al.)

La metodologia proposta richiede la conoscenza dei dati caratteristici riportati nella Tabella 14.

TABELLA 14 DATI CARATTERISTICI RICHIESTI PER LA INDIVIDUAZIONE DEL MODELLO

Simbolo	Descrizione del parametro
I_{sc}^{ref}	corrente di corto circuito in condizioni standard
V_{oc}^{ref}	tensione di circuito aperto in condizioni standard
I_{MP}^{ref}	corrente nel punto di massima potenza in condizioni standard
V_{MP}^{ref}	tensione nel punto di massima potenza in condizioni standard

Per la determinazione dei parametri gli autori impongono che:

- la derivata della potenza rispetto alla tensione nel punto di massima potenza sia nulla

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{\substack{I=I_{MP}^{ref} \\ V=V_{MP}^{ref}}} = 0 \quad (37)$$

- la derivata della corrente rispetto alla tensione nel punto di cortocircuito sia pari a

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{sc}^{ref}} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (38)$$

Partendo dalla eq. (24) della corrente del modello a 5 parametri particolarizzata per il punto di corto circuito e per punto a circuito aperto, utilizzando la eq. (37) e la eq. (38), ipotizzando che:

$$e^{\frac{V_{oc}^{ref}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}} - e^{\frac{I_{sc}^{ref} R_s}{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}} \approx e^{\frac{V_{oc}^{ref}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}} \quad (39)$$

gli autori pervengono ad un sistema costituito dalle seguenti 3 equazioni

$$I_{MP}^{ref} = I_{sc}^{ref} - \frac{V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} \cdot R_s - I_{sc}^{ref} \cdot R_s}{R_{sh}} - \left(I_{sc}^{ref} - \frac{V_{oc}^{ref} - I_{sc}^{ref} \cdot R_s}{R_{sh}} \right) e^{-\frac{V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} R_s - V_{oc}^{ref}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}} \quad (40)$$

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{\substack{V=V_{MP}^{ref} \\ I=I_{MP}^{ref}}} = I_{MP}^{ref} + V_{MP}^{ref} \cdot \frac{\frac{\left(I_{sc}^{ref} R_{sh} - V_{oc}^{ref} + I_{sc}^{ref} R_s \right) \cdot e^{-\frac{V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} R_s - V_{oc}^{ref}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref} R_{sh}} - \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{\left(I_{sc}^{ref} R_{sh} - V_{oc}^{ref} + I_{sc}^{ref} R_s \right) \cdot e^{-\frac{V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} R_s - V_{oc}^{ref}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref} R_{sh}} + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (41)$$

$$-\left. \frac{1}{R_{sh}} \right|_{I=I_{sc}^{ref}} = \frac{-\frac{\left(I_{sc}^{ref} R_{sh} - V_{oc}^{ref} + I_{sc}^{ref} R_s \right) \cdot e^{-\frac{I_{sc}^{ref} R_s - V_{oc}^{ref}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref} R_{sh}} - \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \frac{\left(I_{sc}^{ref} R_{sh} - V_{oc}^{ref} + I_{sc}^{ref} R_s \right) \cdot e^{-\frac{I_{sc}^{ref} R_s - V_{oc}^{ref}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref}}}}{N_{cs} \gamma V_t^{ref} R_{sh}} + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (42)$$

Le 3 equazioni precedenti costituiscono un sistema di 3 equazioni in 3 incognite, R_{sh} , R_s e γ che è risolvibile solo con metodi numerici. Gli autori propongono di utilizzare il metodo di Newton-Raphson secondo lo schema a blocchi riportato nella Figura 17.

In particolare, vista la eq. (43) il valore di γ è dato da:

$$\gamma = \frac{1}{N_{cs} V_t^{ref}} \frac{V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} R_s - V_{oc}^{ref}}{I_{sc}^{ref} - \frac{V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} \cdot R_s - I_{sc}^{ref} \cdot R_s}{R_{sh}} - I_{MP}^{ref}} \ln \frac{I_{sc}^{ref} - \frac{V_{oc}^{ref} - I_{sc}^{ref} \cdot R_s}{R_{sh}}}{I_{sc}^{ref} - \frac{V_{oc}^{ref} - I_{sc}^{ref} \cdot R_s}{R_{sh}}} \quad (43)$$

Determinati R_{sh} , R_s e γ è possibile determinare i parametri incogniti utilizzando le equazioni (44) e (45).

$$I_0^{ref} = \left(I_{sc}^{ref} - \frac{V_{oc}^{ref} - I_{sc}^{ref} R_s}{R_{sh}} \right) e^{-\frac{V_{oc}^{ref}}{\gamma N_{cs} V_t^{ref}}} \quad (44)$$

$$I_L^{ref} = I_0^{ref} e^{-\frac{V_{oc}^{ref}}{\gamma N_{cs} V_t^{ref}}} + \frac{V_{oc}^{ref}}{R_{sh}} \quad (45)$$

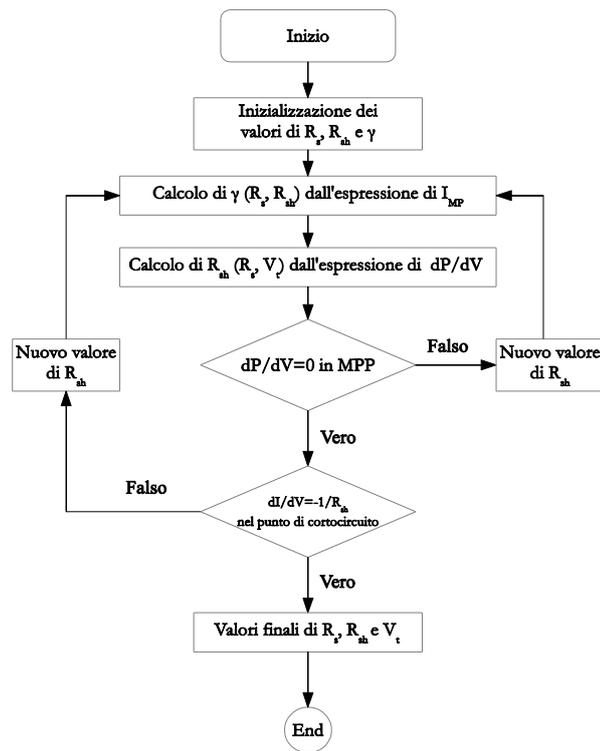


Figura 17 Schema a blocchi per la determinazione dei parametri del modulo fotovoltaico

Il metodo proposto ha il vantaggio di essere facilmente implementabile in quanto richiede la conoscenza di dati che sono sempre forniti nei datasheet dei costruttori ma, purtroppo, gli autori non forniscono alcuna indicazione sulle modalità di scelta dei valori iniziali di R_{sh} , R_s e γ .

TABELLA 15 PARAMETRI OTTENUTI DALL'APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA PROPOSTA

	MSX_120_solarex	HIT-240HDE4	SHELL_SP75
R_s	0.561	0.275	0.429
R_{sh}	1867.37	1462.72	1981.92
γ	1.34	1.59	1.21
A	96.65	95.39	43.74
I_0	1.67E-07	1.38E-07	1.97E-08
I_L	3.87	7.37	4.80

1.4.1.4 Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays (Villalva et al.)

La metodologia proposta richiede la conoscenza dei dati caratteristici riportati nella Tabella 16.

TABELLA 16 DATI CARATTERISTICI RICHIESTI PER LA INDIVIDUAZIONE DEL MODELLO

Simbolo	Descrizione del parametro
I_{sc}^{ref}	corrente di corto circuito in condizioni standard
V_{oc}^{ref}	tensione di circuito aperto in condizioni standard
I_{MP}^{ref}	corrente nel punto di massima potenza in condizioni standard
V_{MP}^{ref}	tensione nel punto di massima potenza in condizioni standard

Per la determinazione dei parametri gli autori utilizzano una serie di approssimazioni. In particolare per γ gli autori ritengono accettabile utilizzare per moduli a singola giunzione, almeno in una fase iniziale della determinazione dei parametri, un valore compreso tra 1 e 1.5 scelto in accordo con la Tabella 17 [21] derivante da misure sperimentali.

TABELLA 17 VALORI DI γ PER DIVERSE TIPOLOGIE DI CELLE FOTOVOLTAICHE

Tipologia di cella	γ
Film sottile al silicio	1.357
Silicio monocristallino	1.026
Silicio policristallino	1.025
Amorfo a tripla giunzione	3.09

Per la corrente inversa di saturazione del diodo, I_0^{ref} , gli autori ritengono utilizzabile il valore ottenibile dalla equazione seguente:

$$I_0^{ref} = \frac{I_{sc}^{ref}}{e^{\gamma N_{cs} V_t^{ref}} - 1} \quad (46)$$

Restano da determinare, quindi, 3 parametri R_{sh} , R_s e I_L^{ref} per i quali gli autori fanno ricorso al metodo di bisezione ricercando i valori per i quali la potenza nel punto di massima potenza in condizioni standard calcolata sia compresa in un intorno, di ampiezza $\mathcal{E}_{P,max}$ prefissato, del punto di massima potenza dichiarato dal costruttore.

Per l'esecuzione delle iterazioni vengono utilizzate le eqs. (24), (46) e quelle di seguito riportate:

$$I_L^{ref} = \frac{R_s + R_{sh}}{R_{sh}} I_{sc}^{ref} \quad (47)$$

$$R_{sh} = \frac{V_{MP}^{ref} (V_{MP}^{ref} + I_{MP}^{ref} R_s)}{V_{MP}^{ref} I_L^{ref} - V_{MP}^{ref} I_0^{ref} e^{\gamma N_{cs} V_t^{ref}} + V_{MP}^{ref} I_0^{ref} - P_{MP,e}^{ref}} \quad (48)$$

Lo schema a blocchi del metodo iterativo utilizzato è riportato nella Figura 18.

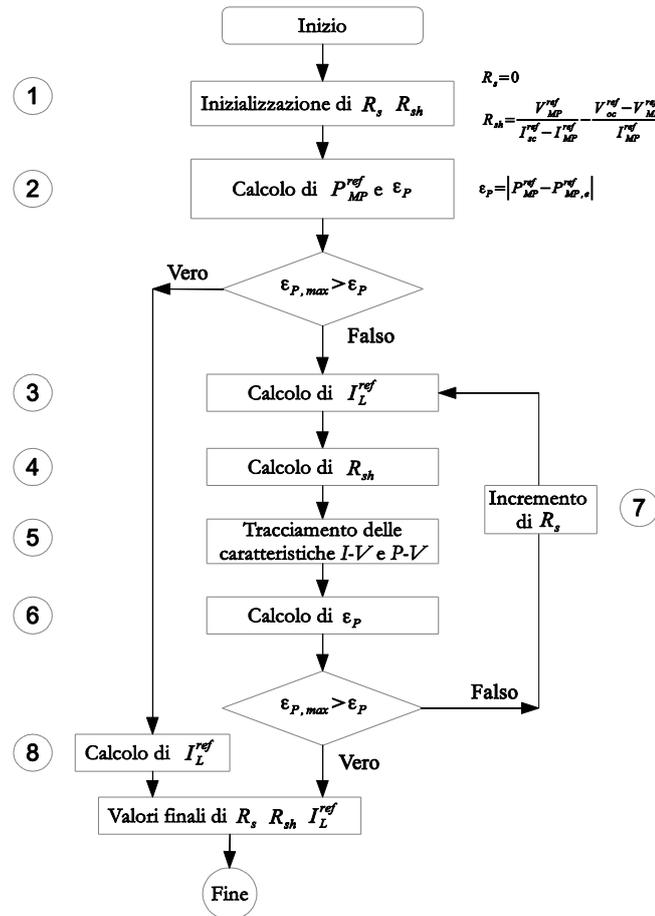


Figura 18 Schema a blocchi per la determinazione dei parametri del modulo fotovoltaico

In particolare:

- al passo 2 la P_{MP}^{ref} viene calcolata tracciando dapprima la caratteristica $I-V$ utilizzando la eq. (24), dopo la caratteristica $P-V$ e infine trovando il punto di massimo di quest'ultima curva
- al passo 3 e al passo 8 la I_L^{ref} viene calcolata utilizzando la eq. (47)
- al passo 4 la R_{sh} viene calcolata utilizzando la eq. (48)
- al passo 5 si utilizza ancora la eq. (24).

La precisione e la rapidità dell'algoritmo sono influenzati dal valore di $\epsilon_{P,max}$ scelto, dal numero di punti utilizzati per il tracciamento della caratteristica $I-V$ e dal valore degli incrementi di R_s .

Gli autori hanno reso disponibile in rete una implementazione in Matlab del loro algoritmo.

La Tabella 18 riporta i risultati delle simulazioni condotte sui moduli presi in esame.

TABELLA 18 PARAMETRI OTTENUTI DALL'APPLICAZIONE DELLA METODOLOGIA PROPOSTA

	MSX_120_solarex	HIT-240HDE4	SHELL_SP75
R_s	0.560	0.387	0.385
R_{sh}	762.86	151.69	192.89
γ	1.30	1.20	1.20
\mathcal{A}	93.60	72.00	43.20
I_0	9.52E-08	4.12E-10	1.52E-08
I_L	3.87	7.39	4.81

1.4.1.5 Confronto tra i parametri ottenuti dall'applicazione dei metodi analizzati

I metodi analizzati presuppongono la conoscenza di un differente numero di dati caratteristici, in particolare

- il metodo di *de Blas* richiede la conoscenza di 4 valori solitamente forniti dal costruttore e 2 valori delle derivate che sono di difficile valutazione
- in metodo di *Ortiz-Conde* richiede la conoscenza di un numero significativo di punti della caratteristiche e un successivo processo di integrazione numerica e di fitting della curva il che lo rende di difficile utilizzazione
- i metodi di *Sera* e *Villalva* richiedono la conoscenza di 4 dati caratteristici, gli stessi richiesti da *de Blas* e facilmente reperibili.

I parametri ottenuti, riportati nella Tabella 13, nella Tabella 15 e nella Tabella 18, presentano significative differenze i cui effetti possono essere valutati solo tracciando le caratteristiche nel loro complesso.

1.4.2 Implementazione

La eq. (24), risolta con metodi numerici, consente di determinare per ciascun valore di tensione il corrispondente valore di corrente erogata dal dispositivo (cella o modulo fotovoltaico), resta però da esplicitare la dipendenza delle varie grandezze dalla temperatura del dispositivo e dall'irraggiamento incidente sul dispositivo stesso. Ciò consente di tracciare le caratteristiche $I-V$ per tutte le condizioni di funzionamento del dispositivo.

La corrente fotogenerata dipende sia dalla temperatura che dall'irraggiamento; in particolare si può affermare che essa è:

- direttamente proporzionale all'irraggiamento [22], [23]

- legata alla temperatura tramite un coefficiente costante [22], [23]

$$I_L = I_L^{ref} \left[\mu_{Isc} (T_c - T_c^{ref}) \right] \frac{G}{G^{ref}} \quad (49)$$

La corrente I_L^{ref} è uno dei parametri del modello determinati seguendo quando riportato nel paragrafo precedente.

La corrente inversa di saturazione del diodo dipende, oltre che dalle caratteristiche costruttive, anche dalla temperatura della cella [23]:

$$I_0(T_c) = I_0^{ref} \left(\frac{T_c^{ref}}{T_c} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{\gamma N_{cs} k} \left(\frac{1}{T_c^{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \quad (50)$$

Tenendo conto delle eqs. (49) e (50) la eq. (24) può essere scritta nella forma seguente:

$$I = I_L^{ref} \left[\mu_{Isc} (T_c - T_c^{ref}) \right] \frac{G}{G^{ref}} - I_0^{ref} \left(\frac{T_c^{ref}}{T_c} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{\gamma N_{cs} k} \left(\frac{1}{T_c^{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{k\gamma N_{cs} T_c}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (51)$$

La eq. (51) è risolvibile utilizzando il metodo di bisezione.

La Figura 19, la Figura 20 e la Figura 21 riportano le caratteristiche $I-V$ in condizioni standard dei tre moduli presi in esame ricavate utilizzando i parametri ottenuti applicando i tre metodi visti nel paragrafo precedente e le curve fornite dai costruttori.

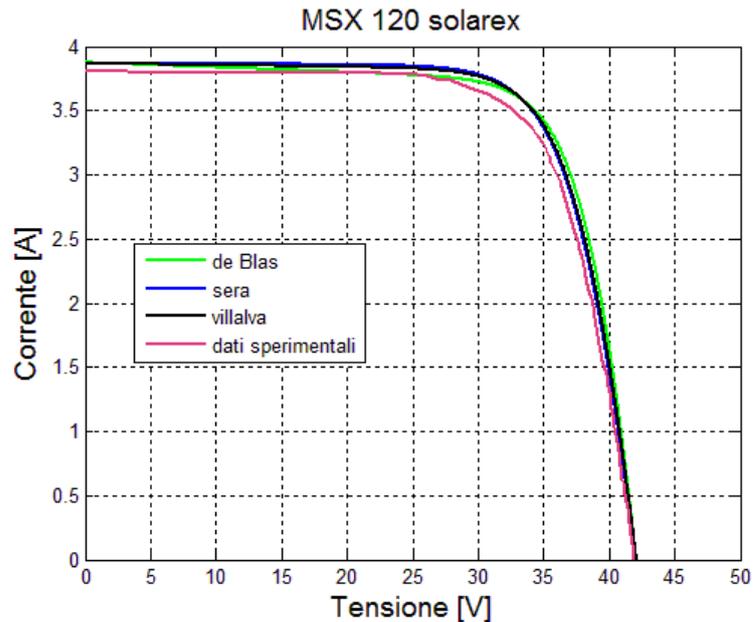


Figura 19 Caratteristiche I-V modulo MSX_120_solarex

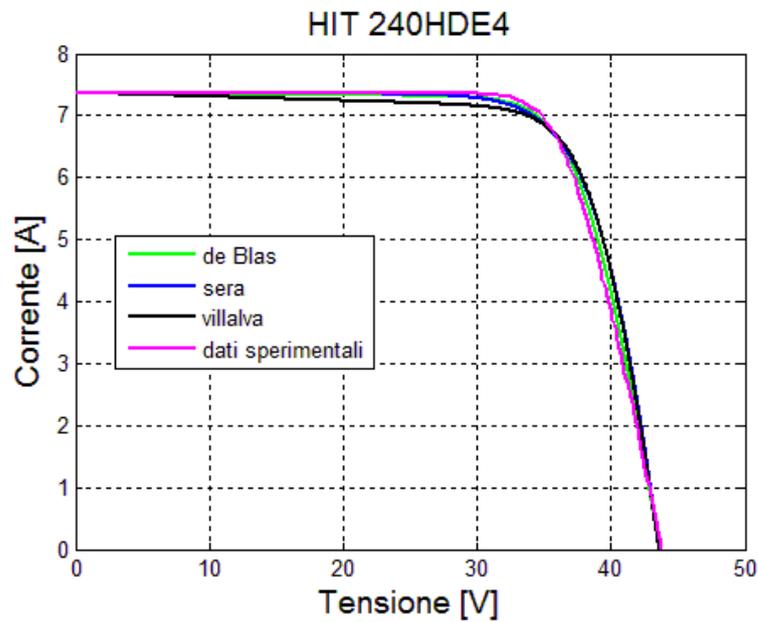


Figura 20 Caratteristiche I-V modulo HIT-240HDE4

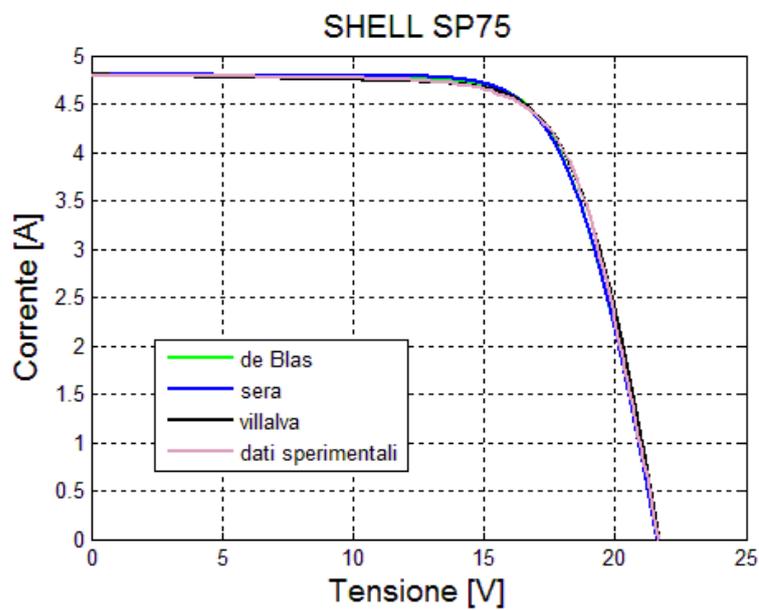


Figura 21 Caratteristiche I-V modulo SHELL_SP75

La **Errore**. L'autoriferimento non è valido per un segnalibro. riporta i valori di tensione, corrente e potenza nei punti di massima potenza per ciascuna delle curve caratteristiche tracciate.

TABELLA 19 PUNTI DI MASSIMA POTENZA CALCOLATI PER I 3 MODULI

Algoritmo	Modulo	I_{MP} [A]	V_{MP} [V]	P_{MP} [W]
de Blas	MSX_120_solarex	3.51	34.26	120.26
Sera		3.57	33.50	119.71
Villalva		3.56	33.69	119.89
de Blas	HIT-240HDE4	6.92	34.90	241.51
Sera		6.84	35.14	240.50
Villalva		6.77	35.51	240.40
de Blas	SHELL_SP75	4.45	16.79	74.75
Sera		4.46	16.72	74.51
Villalva		4.40	17.00	74.79

Gli andamenti ottenuti sono molto simili tra di loro. Per una più attenta analisi delle differenze ed effettuare un rigoroso confronto tra le curve ottenute si è deciso di effettuare una valutazione puntuale ed una valutazione complessiva tramite un opportuno indice.

1.4.2.1 Valutazione degli scostamenti tra le curve caratteristiche ottenute dal modello a 5 parametri

Anche per le curve ottenute con i modelli a cinque parametri si è provveduto al calcolo degli scostamenti nel tratto a tensione costante, nel tratto a corrente costante e nella zona prossima al punto di massima potenza.

I valori ottenuti sono riportati nella Tabella 20, nella Tabella 21, nella Tabella 22 e nella Tabella 23.

TABELLA 20 SCOSTAMENTO TRA LE CARATTERISTICHE A STC OTTENUTE DALLE SIMULAZIONI E LA CARATTERISTICHE FORNITE DAL COSTRUTTORE NELLA LA ZONA A CORRENTE COSTANTE

Modulo	Algoritmo		
	de Blas	Sera	Villalva
MSX_120_solarex	0.018	0.024	0.019
HIT-240HDE4	0.013	0.018	0.029
SHELL_SP75	0.007	0.012	0.005

TABELLA 21 SCOSTAMENTO TRA LE CARATTERISTICHE A STC OTTENUTE DALLE SIMULAZIONI E LA CARATTERISTICHE FORNITE DAL COSTRUTTORE NELLA LA ZONA A TENSIONE COSTANTE

Modulo	Algoritmo		
	de Blas	Sera	Villalva
MSX_120_solarex	0.023	0.013	0.016
HIT-240HDE4	0.010	0.020	0.020
SHELL_SP75	0.005	0.005	0.007

TABELLA 22 SCOSTAMENTO TRA LE CARATTERISTICHE A STC OTTENUTE DALLE SIMULAZIONI E LA CARATTERISTICHE FORNITE DAL COSTRUTTORE NELL'INTORNO DEL PUNTO DI MASSIMA POTENZA

Modulo	Algoritmo		
	de Blas	Sera	Villalva
MSX_120_solarex	0.048	0.043	0.045
HIT-240HDE4	0.003	0.003	0.006
SHELL_SP75	0.007	0.010	0.002

TABELLA 23 MAE OTTENUTO PER I VARI ALGORITMI

Modulo	Algoritmo		
	de Blas	Sera	Villalva
MSX_120_solarex	0.128	0.087	0.107
HIT-240HDE4	0.131	0.073	0.075
SHELL_SP75	0.029	0.049	0.048

1.4.2.2 Curve caratteristiche al variare della temperatura

La Figura 22, la Figura 23 e la Figura 24 riportano le caratteristiche ottenute dalle simulazioni condotte per le tre tipologie di moduli fotovoltaici scelti, con i parametri ottenuti utilizzando i tre metodi visti precedentemente, considerando una temperatura dei moduli pari a 50 °C e 75 °C. In tutti i casi le curve sono molto prossime tra di loro.

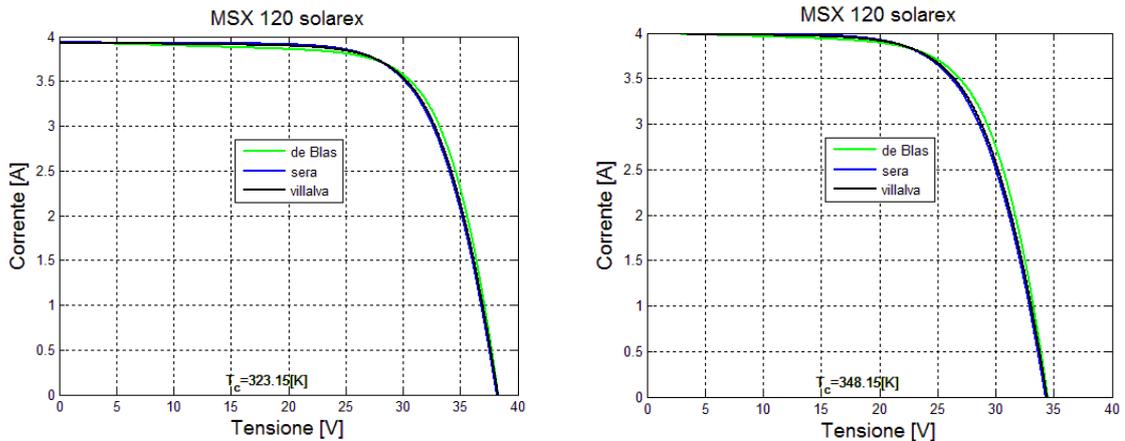


Figura 22 Curve caratteristiche del modulo MSX 120 solarex tracciate a 50 °C e 75 °C

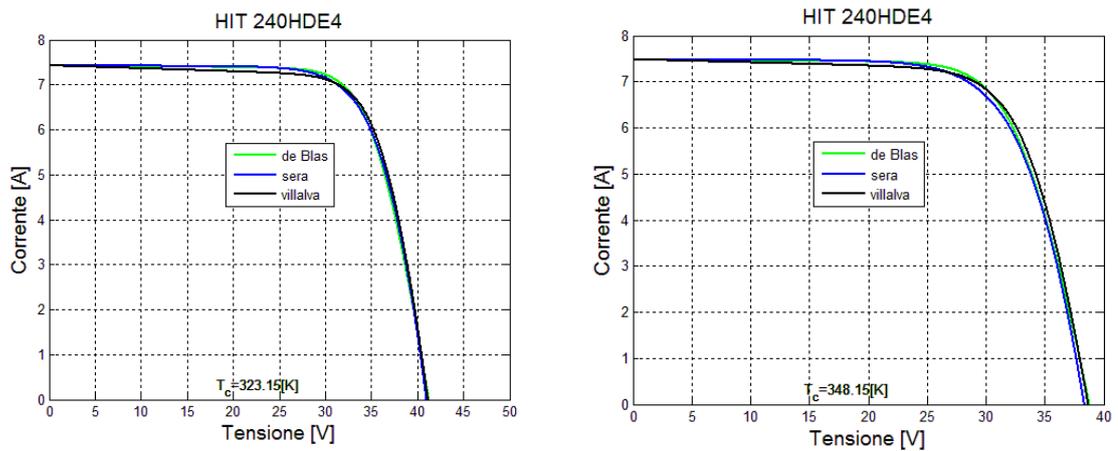


Figura 23 Curve caratteristiche del modulo HIT-240HDE4 tracciate a 50 °C e 75 °C

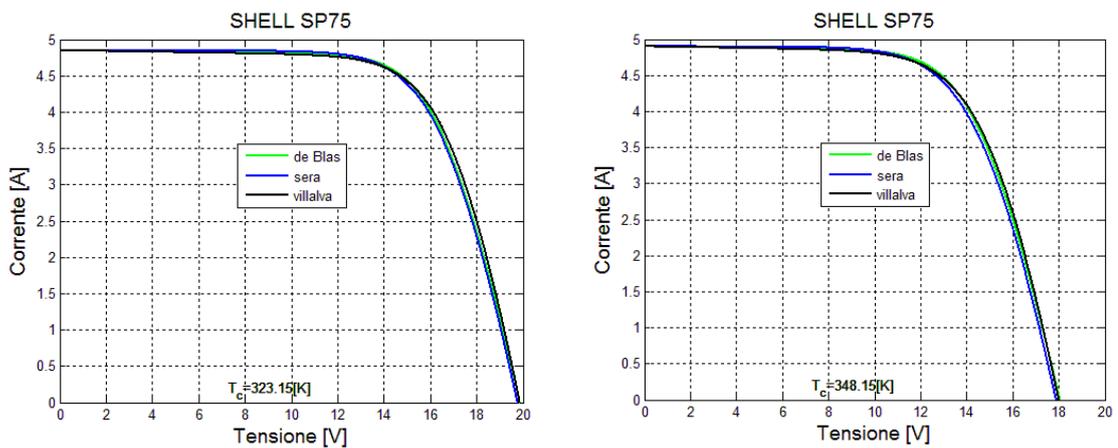


Figura 24 Curve caratteristiche del modulo SHELL_SP75 tracciate a 50 °C e 75 °C

1.4.2.3 Curve caratteristiche al variare dell'irraggiamento

La Figura 25, la Figura 26 e la Figura 27 riportano le caratteristiche ottenute dalle simulazioni condotte per le tre tipologie di moduli fotovoltaici, con i parametri ottenuti utilizzando i tre metodi visti precedentemente, considerando una temperatura della cella pari a 25 °C e irraggiamento pari a 800 W/m² e 600 W/m². In tutti i casi le curve sono molto prossime tra di loro.

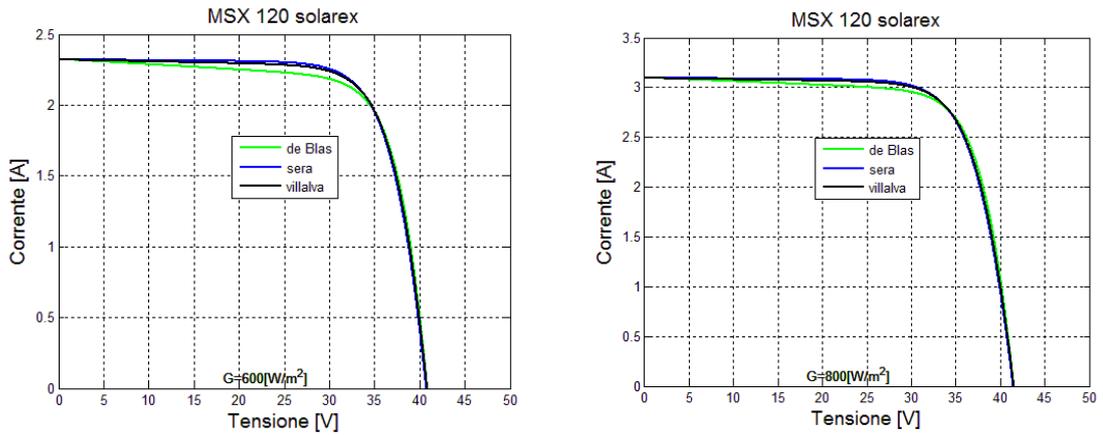


Figura 25 Curve caratteristiche del modulo MSX 120 solarex tracciate a 800 W/m^2 e 600 W/m^2

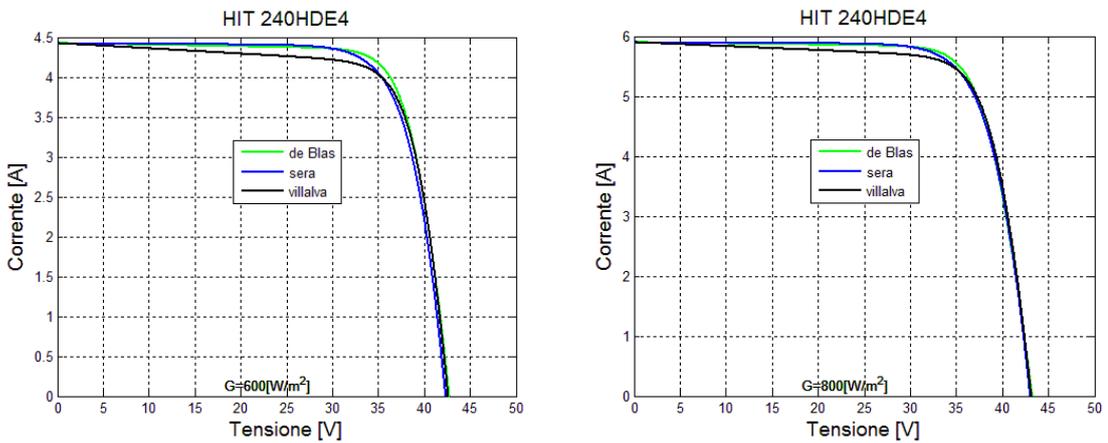


Figura 26 Curve caratteristiche del modulo HIT-240HDE4 tracciate a 800 W/m^2 e 600 W/m^2

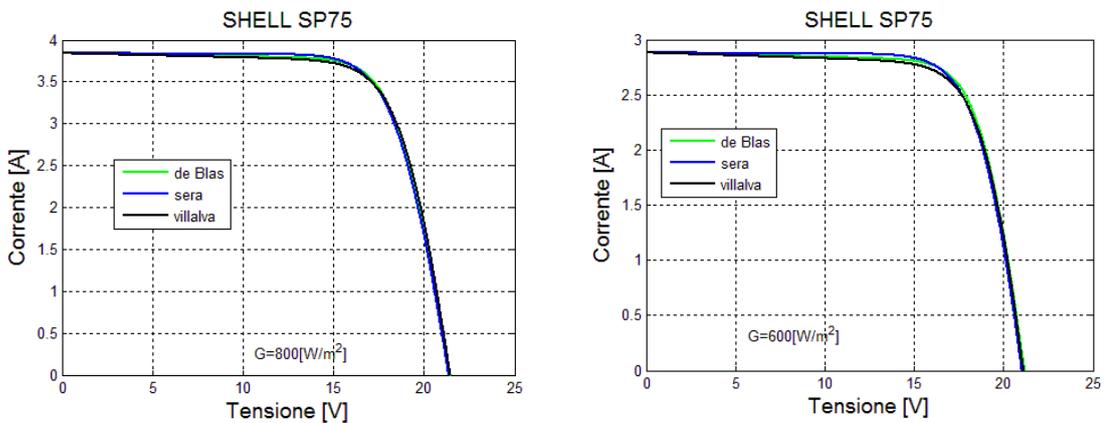


Figura 27 Curve caratteristiche del modulo SHELL_SP75 tracciate a 800 W/m^2 e 600 W/m^2

1.5 Modello matematico di un campo fotovoltaico

Per ottenere valori di tensione e corrente compatibili con quelli richiesti in ingresso ai convertitori DC-AC i moduli fotovoltaici vengono connessi in serie e parallelo.

Più moduli fotovoltaici connessi in serie costituiscono una stringa, l'insieme delle stringhe connesse in parallelo fra di loro costituiscono il campo [47]. La Figura 28 riporta un esempio di connessione serie parallelo di più moduli fotovoltaici.

Durante il funzionamento in serie di due o più moduli fotovoltaici essi presentano la stessa corrente ma tensioni differenti a causa di differenze costruttive (rientranti o meno nelle normali tolleranze di fabbricazione) o di differenti condizioni di irraggiamento (dovute a parziali ombreggiamenti o a presenza di depositi di varia natura sulla superficie superiore). Il modulo a tensione più bassa eroga, di conseguenza, una potenza più bassa della massima erogabile. Inoltre, se il valore di corrente richiesto dal carico supera il valore della corrente di cortocircuito del modulo ombreggiato o con una caratteristica più bassa, il punto di lavoro che tale modulo dovrebbe assumere si troverebbe sul tratto della caratteristica inversa, quindi il relativo contributo di tensione sarebbe negativo e il modulo sarebbe visto come un carico dai restanti moduli della serie. Per evitare tale eventualità, in parallelo a ciascun modulo viene collegato un diodo (Figura 28), detto di bypass, che in tale condizione cortocircuita il modulo stesso ed evita che su di esso venga dissipata potenza ed evita, quindi, la formazione di surriscaldamenti localizzati che lo danneggerebbero irreversibilmente [47].

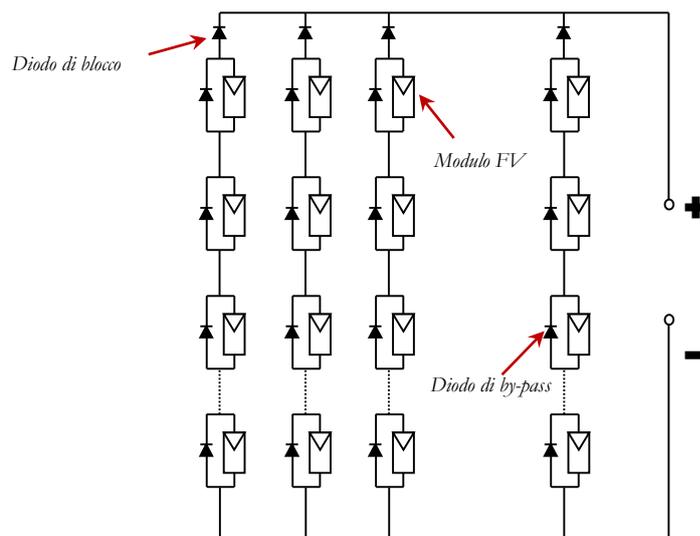


Figura 28 Esempio di connessione serie – parallelo di più moduli

In maniera analoga nel funzionamento in parallelo delle stringhe, eventuali ombreggiamenti o disomogeneità delle caratteristiche determinano degli squilibri nell'erogazione della potenza da parte delle stringhe stesse e, in casi estremi, l'intervento del diodo di blocco che impedisce la circolazione di corrente inversa sulle stringhe escludendole dal parallelo provocando una diminuzione della produzione di energia [47].

1.5.1 Modello matematico delle tolleranze di fabbricazione

Il processo fabbricazione dei moduli fotovoltaici, come qualunque processo di produzione, consta di diverse fasi che determinano un'inevitabile variabilità fra le caratteristiche delle singole unità in uscita dall'intero processo. Grazie al miglioramento dei processi produttivi, i costruttori hanno progressivamente ridotto i limiti di tolleranza dichiarati, passando dal $\pm 10\%$ a valori dell'ordine del $\pm 3\%$ [24], [26]. Gli scostamenti tra le caratteristiche dei moduli connessi in serie e in parallelo hanno come conseguenza una riduzione della potenza prodotta rispetto alla massima potenza teoricamente producibile [24]. La potenza persa tende ad aumentare con il tempo a causa dell'invecchiamento dei moduli [25].

Le variabilità tra le caratteristiche di moduli appartenenti ad uno stesso lotto di produzione sono riconducibili a diversi difetti di fabbricazione, alcuni dei quali sono facilmente identificabili ad occhio nudo. Tra questi difetti rientrano [26]:

- bolle di aria (Figura 29)
- impurità o lesioni nelle celle (Figura 31)
- disallineamento dei contatti di connessione delle celle
- celle parzialmente coperte da altri oggetti (Figura 32)
- sigillante non ben distribuito sul retro del pannello con la conseguente possibilità di intrusione di umidità (Figura 32).

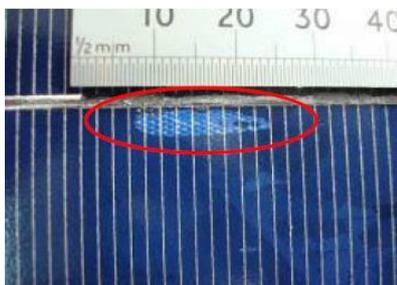


Figura 29 Bolla d'aria in una cella fotovoltaica

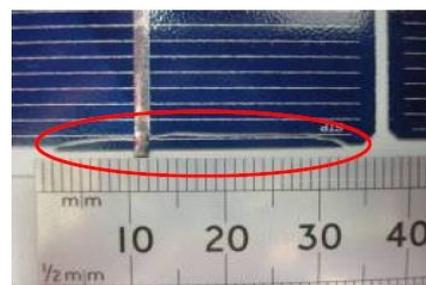


Figura 30 Lesione in una cella fotovoltaica

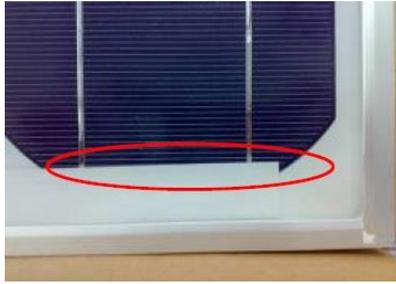


Figura 31 Parziale copertura di una cella



Figura 32 Distribuzione non uniforme del sigillante sul retro del pannello.

Le tolleranze di fabbricazione sono dovute a varie cause statisticamente indipendenti e aleatorie; dunque, volendo tener conto della riduzione di producibilità dovuta alla dispersione delle caratteristiche, si ritiene corretto considerare uno scostamento dalla caratteristica fornita dal costruttore come una variabile aleatoria con distribuzione di probabilità normale.

I costruttori di moduli fotovoltaici forniscono i valori relativi a 3 punti della caratteristica a STC (la corrente di cortocircuito, la tensione a vuoto e i valori di tensione e corrente nel punto di massima potenza) ma, in genere, forniscono solo il valore della tolleranza percentuale sulla massima potenza in condizioni standard.

L'effetto delle tolleranze di fabbricazione sull'andamento delle caratteristiche $I-V$ del modulo tenendo conto che in molti casi si ha una riduzione della superficie attiva del modulo fotovoltaico, può essere rappresentato con una alterazione della caratteristica analoga a quella originata da una variazione della radiazione solare incidente sul modulo; dunque, è possibile tenere conto del fenomeno della dispersione delle caratteristiche aggiungendo nell'espressione relativa alla corrente fotogenerata un termine K_ε significativo dello scostamento tra l'effettiva potenza erogata da un generico modulo e la potenza nominale dichiarata dal costruttore.

La espressione delle corrente fotogenerata sarà, quindi, data

$$I_L = K_\varepsilon \frac{G}{G^{ref}} \left(I_{sc} \frac{R_s + R_{sh}}{R_{sh}} + \mu_{Isc} (T_c^{ref} - T^{ref}) \right) \quad (52)$$

Il termine K_ε è funzione delle tolleranze fornite dal costruttore:

$$K_\varepsilon = f(\varepsilon_{+ \%}, \varepsilon_{- \%}) \quad (53)$$

dove $\varepsilon_{+ \%}$ e $\varepsilon_{- \%}$ sono rispettivamente il limite positivo e il limite negativo della tolleranza sulla massima potenza espressa dal costruttore.

Nelle simulazioni condotte in ambiente Matlab il valore di K_ε è ottenuto nella seguente maniera

- viene generato un numero casuale, r , proveniente da una variabile aleatoria di tipo Gaussiano rappresentativa delle fasce di tolleranza fornite dal costruttore, in particolare il numero viene generato in maniera tale che esso sia

$$P_{MP}^{ref} (1 - \varepsilon_-) \leq r \leq P_{MP}^{ref} (1 + \varepsilon_+) \quad (54)$$

- il coefficiente K_ε è ottenuto dividendo r per la potenza in STC

$$K_\varepsilon = \frac{r}{P_{MP}^{ref}} \quad (55)$$

Per ciascuno dei moduli costituenti il campo viene generato un valore di K_ε in maniera tale da simulare il disaccoppiamento delle caratteristiche dovute alle tolleranze di fabbricazione.

1.5.2 Modello matematico di una stringa serie

In una stringa composta da m moduli posti in serie (Figura 33) tutti i moduli sono attraversati dalla stessa corrente. Ritenendo di poter trascurare le cadute di tensione nei collegamenti tra i moduli e supponendo un comportamento ideale dei diodi di by-pass, la tensione della stringa è data dalla somma della tensione sui singoli moduli.

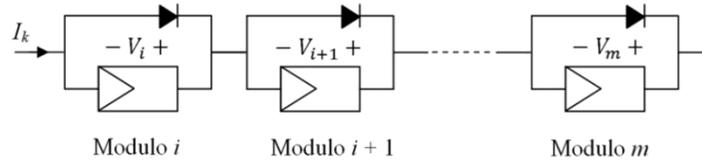


Figura 33 Collegamento in serie di m moduli fotovoltaici

Si ha quindi:

$$\begin{cases} I_i = I_k & i = 1, \dots, m \\ V_{stringa} = \sum_{i=1}^m V_i(I_k) \end{cases} \quad (56)$$

Se si utilizza il modello a 5 parametri la tensione di ciascun modulo contenuta nella (56), tenendo conto della (24), può essere scritta nella forma:

$$V_i(I_k) = \begin{cases} 0 & I_k > I_{sc,i}(G_i, T_{c,i}) \\ I_k = I_{L,i} - I_{0,i} \left[e^{\frac{q(V_i(I_k) + I_k R_s)}{k \gamma N_{cs} T_{c,i}}} - 1 \right] - \frac{V_i(I_k) + I_k R_s}{R_{sh}} & I_k \leq I_{sc,i}(G_i, T_{c,i}) \end{cases} \quad (57)$$

Come già specificato in precedenza, la equazione è risolvibile solo con metodi numerici.

Se si utilizza il modello a 4 parametri la tensione di ciascun modulo contenuta nella (56), tenendo conto della (4) può essere scritta nella forma

$$V_i(I_k) = \begin{cases} 0 & I_k > I_{sc,i}(G_i, T_{c,i}) \\ I_k = I_{L,i} - I_{0,i} \left[e^{\frac{q(V_i(I_k) + I_k R_s)}{k \gamma N_{cs} T_{c,i}}} - 1 \right] & I_k \leq I_{sc,i}(G_i, T_{c,i}) \end{cases} \quad (58)$$

1.5.2.1 Simulazioni

Il modello matematico visto nel precedente paragrafo è stato implementato in ambiente Matlab. L'implementazione consente di:

- scegliere il modulo fotovoltaico da simulare (sulla base dei dati di targa del modulo, attraverso i metodi precedentemente esposti, vengono quindi calcolati i parametri del modello a 4 o a 5 parametri)
- scegliere il numero di moduli connessi in serie a comporre la stringa da simulare
- definire le condizioni di irraggiamento e temperatura a cui ciascun modulo è sottoposto.

A titolo di esempio nella Figura 34 vengono riportate le caratteristiche $I-V$ e $P-V$ ottenute simulando due diverse stringhe composte ciascuna da n. 6 moduli *MSX_120_solarex* e utilizzando i parametri ottenuti utilizzando il metodo di *de Blas*. I moduli della stringa n. 1 sono soggetti ad una temperatura di 328.15 K e un irraggiamento uniforme pari a 1000 W/m², mentre per la stringa n. 2 presenta le stesse condizioni di temperatura, 1 modulo con irraggiamento pari a 300 W/m² e i restanti con irraggiamento pari a 1000 W/m².

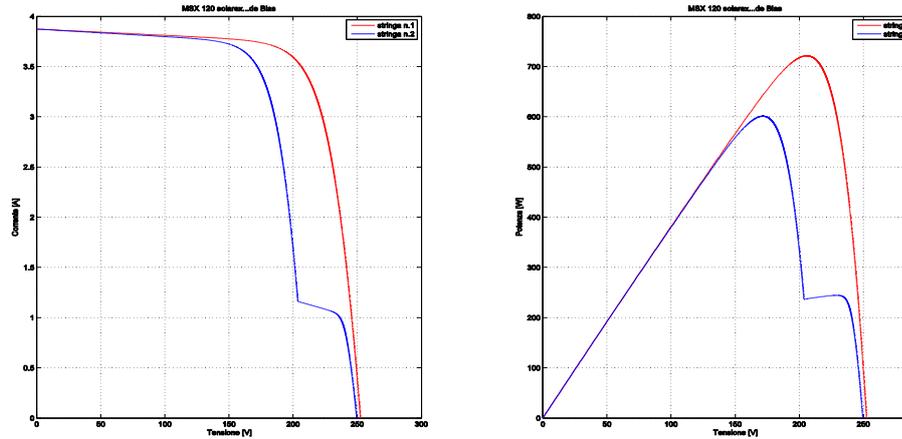


Figura 34 Caratteristiche I-V e P-V di stringhe uniformemente e disuniformemente irraggiate

1.5.3 Modello matematico del parallelo

Ricavate le curve caratteristiche di ciascuna stringa è possibile determinare la curva caratteristica del campo costituito da n stringhe in parallelo (Figura 35).

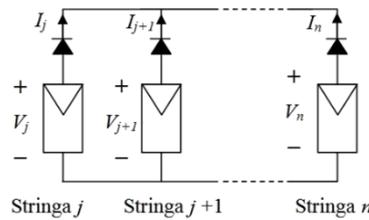


Figura 35 Collegamento in parallelo di n stringhe

Le stringhe in parallelo, trascurando le cadute di tensione nelle connessioni e sui diodi di blocco, presentano la stessa tensione. La corrente erogata è data dalla somma delle correnti nei vari rami. Queste considerazioni possono essere espresse nella forma seguente:

$$\begin{cases} V_j = V_k & j = 1, \dots, n \\ I_{tot} = \sum_{j=1}^n I_j(V_k) \end{cases} \quad (59)$$

L'impiego dei diodi di blocco impedisce l'inversione del segno della corrente sulla stringa nel caso in la tensione del campo superi la tensione a vuoto della stringa in esame, si ha quindi:

$$I_j(V_k) = \begin{cases} 0 & V_k > V_{oc,j} \\ I_j & V_k \leq V_{oc,j} \end{cases} \quad (60)$$

avendo indicato con $V_{oc,j}$ la tensione della stringa j -esima nel funzionamento a vuoto nelle condizioni date.

1.5.3.1 Simulazioni

Il modello matematico visto nel precedente paragrafo è stato implementato in ambiente Matlab. L'implementazione consente, date le caratteristiche delle stringhe collegate in parallelo, di ricavare le curve $I-V$ e $P-V$ del campo.

A titolo di esempio nella vengono riportate le caratteristiche $I-V$ e $P-V$ ottenute componendo le caratteristiche riportate nel paragrafo precedente.

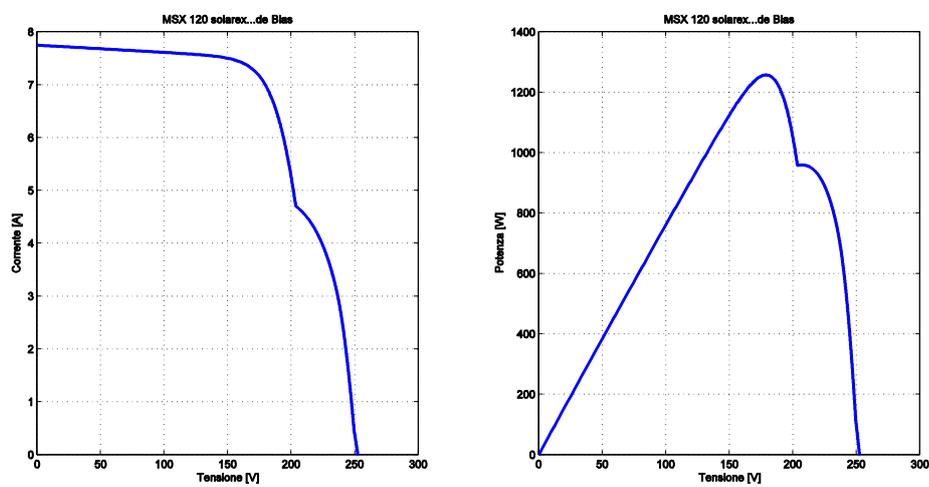


Figura 36 Caratteristiche $I-V$ e $P-V$ del campo composto da 2 stringhe, una uniformemente irraggiata e una disuniformemente irraggiata

Capitolo 2: Algoritmi di ricerca del Punto di Massima Potenza (MPPT)

2.1 Sistema di ricerca del punto di massima potenza

Il sistema di ricerca del punto di massima potenza (MPPT) è una parte essenziale di un impianto fotovoltaico, il suo scopo è di identificare sulla curva P-V dell'impianto o della sezione di impianto il punto di lavoro in cui è massimo il trasferimento di potenza dal generatore fotovoltaico al carico.

La Figura 37 mostra l'andamento tipico di una curva di potenza caratteristica di un campo fotovoltaico.

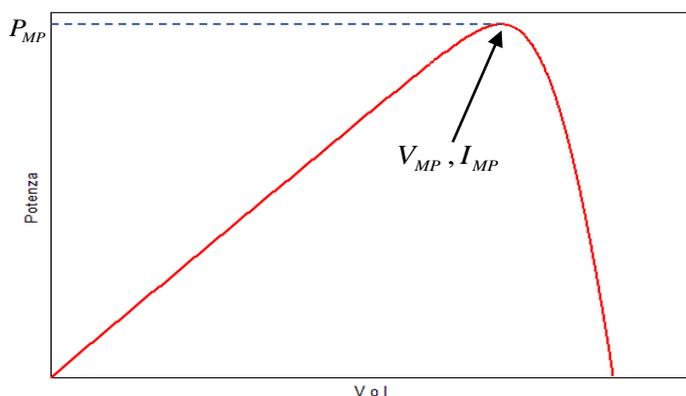


Figura 37 Curva di potenza caratteristica di un campo fotovoltaico

Il problema affrontato dalle tecniche di MPPT è la ricerca automatica della tensione nel punto di massima potenza (V_{MP}) o della corrente nel punto di massima potenza (I_{MP}) per consentire al campo fotovoltaico di operare sempre in condizioni di massima potenza al variare delle condizioni ambientali.

La caratteristica dell'impianto però è tutt'altro che fissata: infatti per ogni cambiamento di irraggiamento e/o di temperatura la curva P-V varia e il punto di massima potenza si sposta.

La ricerca del punto di massima potenza, peraltro, si complica in condizioni di non uniforme irraggiamento. In tal caso la caratteristica può presentare più di un massimo locale

che può essere erroneamente individuato dall'algoritmo di MPPT come punto di massima potenza.

In letteratura esistono diversi metodi e tecniche di MPPT che sono state sviluppate e implementate. I metodi variano per complessità, sensoristica necessaria, velocità di convergenza, costi, efficienza, implementazione hardware e per altri aspetti. Si va dal quasi ovvio (ma non necessariamente inefficace) al più creativo (non necessariamente più efficace).

Tra i tanti metodi sviluppati diventa difficile determinare quale sia più adeguato, per un dato sistema fotovoltaico. Diverse tecniche sono in grado di individuare con buona precisione l'MPP sia al variare dell'irraggiamento che della temperatura, alcune sono specificamente più accurate e performanti se la temperatura è approssimativamente costante.

2.1 Stato dell'arte delle tecniche di inseguimento del punto di massima potenza

Le modalità con cui operano le più diffuse tecniche di MPPT oggi sviluppate consentono di classificarle in:

- tecniche di MPPT a catena aperta
- tecniche di MPPT a catena chiusa (con retroazione)

Le prime non prevedono l'esecuzione di misure o di stime dei parametri elettrici del campo, le seconde prevedono, invece, di effettuare misure on-line di tensione e corrente del campo fotovoltaico (o di una sua parte) e sulla base di tali valori apportare opportune variazioni del punto di lavoro, generalmente con una regolazione di tensione.

2.1.1 Tecniche di MPPT a catena aperta

2.1.1.1 Frazione della tensione a circuito aperto (Fractional Open-circuit voltage)

Tale metodo basa il suo funzionamento sulla relazione lineare esistente tra la tensione a circuito aperto V_{oc} e la tensione di massima potenza V_{MP} definita dalla seguente espressione [27], [36] :

$$V_{MP} \cong k_1 V_{oc} \quad (61)$$

Il valore di k_1 è solitamente compreso tra 0.71 e 0.78 [27], [29], [36], [39] e viene determinato attraverso alcune misure sul modulo in esame, effettuata a diversi valori di irraggiamento diversi.

Noto k_1 , V_{MP} può essere determinato utilizzando la relazione precedente, dove V_{oc} viene misurata periodicamente disconnettendo il convertitore di potenza. Tuttavia questo comporta alcuni svantaggi tra cui la perdita temporanea di potenza. Per evitare tale perdita si utilizzano delle celle pilota in uscita dalle quali può essere ottenuta la V_{oc} .

Valutata la V_{MP} , viene usato un controllo ad anello chiuso sul convertitore di potenza per raggiungere la tensione desiderata. Visto che il metodo è approssimato, il campo fotovoltaico non funziona esattamente nel punto di massima potenza. Considerando che la tensione dipende soprattutto dalla temperatura questo metodo è utilizzabile soprattutto dove le variazioni di temperatura sono contenute [29].

Il metodo in questione presenta, inoltre, lo svantaggio di provocare errori in caso di irraggiamenti disuniformi.

2.1.1.2 Frazione della corrente di corto circuito (*Fractional short-circuit current*)

Il metodo *fractional short-circuit* è molto simile al precedente ma è basato sulla relazione esistente tra la corrente di cortocircuito I_{sc} e la corrente di massima potenza I_{MP} [27], [36].

$$I_{MP} \cong k_2 I_{sc} \quad (62)$$

Anche in questo caso il valore di k_2 deve essere determinato sperimentalmente, ma in genere è compreso tra 0.78 e 0.92 [27], [36].

Misurare la I_{sc} durante il funzionamento comporta un incremento di costo nella realizzazione dell'inverter a causa della necessità di prevedere un interruttore aggiuntivo (per l'esecuzione del corto circuito della sezione di campo oggetto di indagine) e un sensore di corrente.

Anche questo metodo determina una riduzione della potenza prodotta, a causa della periodica disconnessione di sezioni del campo fotovoltaico dalla rete ed inoltre. Per questo motivo al fine di evitare tali perdite si utilizzano delle celle pilota in uscita dalle quali può essere misurata la I_{sc} .

Data l'approssimazione insita nel metodo stesso, il campo fotovoltaico non funzionerà nel punto di massima potenza, inoltre, come per il metodo precedente anche in questo caso la tecnica non è in grado di distinguere i massimi locali dai massimi assoluti che si presentano nella caratteristica P-V in caso di irraggiamenti disuniformi.

2.1.1.3 Rete neurale

Sulla base di misure di irraggiamento e temperatura dei moduli e/o di misure di V_{oc} e I_{sc} effettuabili su celle pilota, è possibile effettuare una fase di apprendimenti di una rete neurale che, on-line, sarà in grado di determinare il valore di V_{MP} in base ai parametri misurati istante per istante [36].

Questo metodo richiede una specifica fase di apprendimento per ciascuna tipologia di moduli utilizzata. In aggiunta, poiché le caratteristiche dei moduli, soggetti ad invecchiamento, cambiano nel corso della loro vita utile, le fasi di apprendimento andrebbero periodicamente rieseguite.

2.1.2 Tecniche di MPPT a catena chiusa (con retroazione)

2.1.2.1 Hill climbing/Perturbe & Observe

Molta attenzione in letteratura scientifica è stata posta sui metodi *Hill Climbing* e Perturba e Osserva (P&O) [33], [36], [45].

La tecnica *Hill climbing* comporta una perturbazione nel *duty cycle* del convertitore di potenza, la P&O una perturbazione della tensione di funzionamento del campo fotovoltaico.

Nel caso di un campo fotovoltaico collegato a un convertitore di potenza, una modifica del *duty cycle* del convertitore modifica la corrente del campo fotovoltaico e di conseguenza la tensione del campo stesso. Pertanto i metodi *Hill climbing* e P&O rappresentano vie diversi di implementare lo stesso *modus operandi*.

Dalla Figura 37, si vede che l'incremento (decremento) della tensione determina un incremento (decremento) della potenza durante il funzionamento a sinistra del MPP e un decremento (incremento) della potenza quando si lavora a destra del MPP.

Pertanto, se a seguito della perturbazione, vi è un aumento di potenza, la successiva perturbazione andrà nello stesso senso, se c'è una diminuzione della potenza, la perturbazione sarà invertita. La logica di questo algoritmo è riassunto in Tabella 24.

TABELLA 24 LOGICA DELLA TECNICA DI P&O

Segno della perturbazione in tensione	Segno della variazione di potenza generata	Posizione del punto di lavoro nella caratteristica P-V rispetto al MPP	Segno della successiva perturbazione in tensione
>0	>0	sinistra	>0
>0	<0	destra	<0
<0	<0	sinistra	>0
<0	>0	destra	<0

Sul piano pratico e con riferimento alla Figura 38 agendo sul *duty cycle* D , a partire da una data tensione V_{out} presente sul *dc link*, si riesce a modificare la tensione V_{ing} in ingresso allo stadio DC-DC e che è in uscita dal modulo fotovoltaico.

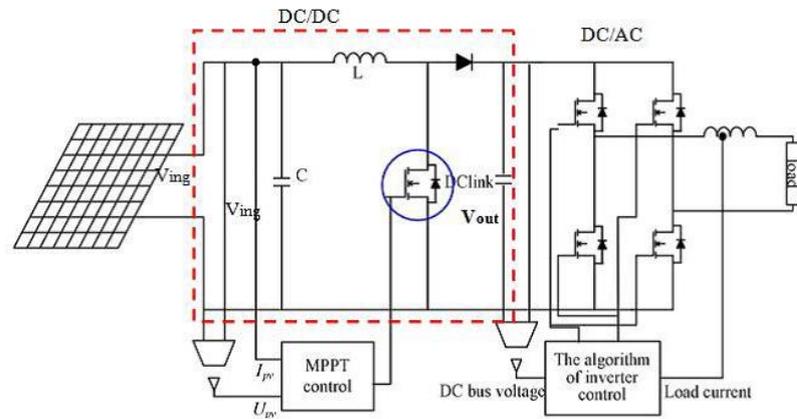


Figura 38 Convertitore statico ed azione del controllore MPPT sul *duty cycle* dell'interruttore statico di potenza.

Analiticamente si ha:

$$\frac{V_{out}}{V_{ing}} = \frac{1-D}{D} \quad (63)$$

Da cui:

$$V_{ing} = V_{out} (1-D) \quad (64)$$

La V_{ing} può essere variata nell'intervallo dei valori $[0, V_{oc}]$.

Il controllore MPPT, agendo sul *duty cycle* D , cambia la V_{ing} spostando il punto di lavoro (P, V) fintanto che esso passi da un tratto all'altro della curva $P=P(V)$ (dal tratto ascendente a quello discendente o viceversa).

Nel momento in cui il controllore rileva una variazione del segno della derivata, esso modifica l'azione esercitata sul *duty cycle* (se prima il *duty cycle* veniva, per esempio, incrementato allora esso viene diminuito e viceversa). In questo modo il punto di lavoro oscillerà in un intorno del punto di massimo.

Per variare le prestazioni di questa tecnica si può agire su due parametri [28]:

- il *sample rate* cioè l'intervallo di tempo con il quale vengono acquisiti i valori di tensione e corrente in uscita dalla stringa/campo fotovoltaico e viene determinato il corrispondente valore della tensione di riferimento per il

convertitore. Questo intervallo di tempo deve essere superiore al tempo necessario alla stabilizzazione della tensione sul *dc link*.

- l'entità della perturbazione cioè la variazione della tensione di riferimento imposta. L'entità di questa perturbazione è limitata inferiormente dalla possibilità di comandare piccole variazioni del *dc link* del convertitore.

L'oscillazione attorno al punto di massima potenza può essere ridotta riducendo il valore del passo di perturbazione. Ovviamente, tanto più piccolo è l'incremento o il decremento di tale passo (*duty cycle*) tanto più alto sarà il tempo di raggiungimento del MPP (Maximum Power Point). Viceversa, perturbazioni elevate comportano ampie oscillazioni del punto di lavoro nell'intorno del valore di massima potenza.

Per migliorare le prestazioni dell'algoritmo è possibile variare l'ampiezza delle perturbazioni riducendone l'entità all'avvicinarsi del punto di massima potenza [29].

In Figura 39 è riportato il diagramma di flusso relativo all'algoritmo "P&O" [34].

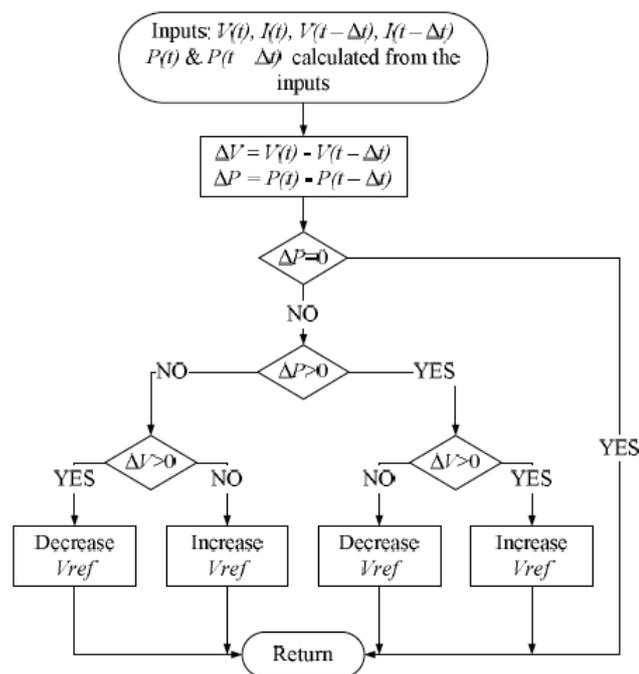


Figura 39 Diagramma di flusso della tecnica P&O

Questo metodo può compiere errori che determinerebbero ritardi nel raggiungimento del punto di massima potenza qualora intervengano rapide variazioni di irraggiamento [29], [30], esso non è, infatti, in grado di distinguere le variazioni di potenza dovute alla perturbazione impressa dalle variazioni dovute alle variazioni.

Con riferimento alla Figura 40, partendo dal punto A, se le condizioni atmosferiche rimangono costanti, una perturbazione ΔV positiva porterà la tensione V al valore $V+\Delta V$ e dunque il punto di lavoro si sposterà da A a B. Il controllore rileva, quindi, un decremento di potenza e pertanto, invertirà il segno della perturbazione al fine di riportare il punto di lavoro verso il valore massimo.

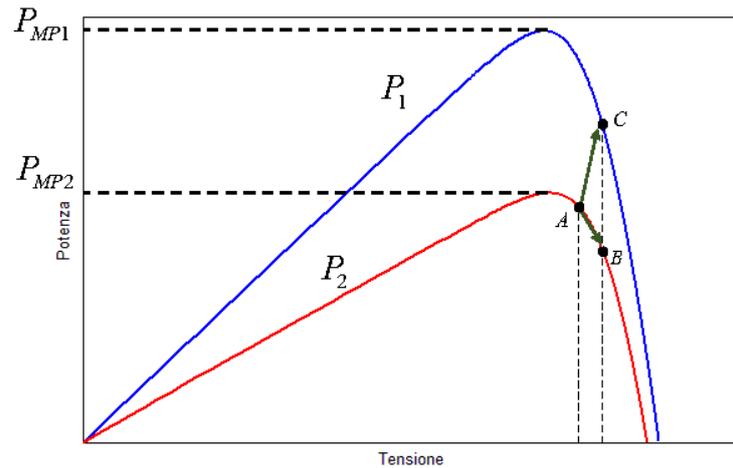


Figura 40 Caratteristica P-V in diverse condizioni di irraggiamento

Se invece, nell'intervallo di tempo in cui il controllore impone la ΔV si dovesse manifestare un incremento dell'irraggiamento allora la curva $P = P(V)$ si modifica (curva P_2) e pertanto il punto di lavoro si sposta da A in C. In questo caso, la modifica della caratteristica determina un incremento della potenza; il controllore deduce, erroneamente, che il punto di lavoro C sia nel tratto ascendente della caratteristica e opererà imponendo un nuovo incremento ΔV alla tensione, per cui il punto di lavoro si allontanerà ancora dall'MPP. Per limitare i casi nei quali questo inconveniente si presenta si può:

- scegliere in maniera opportuna l'entità della perturbazione impressa [30]
- modificare l'algoritmo in maniera tale che variazioni di potenza superiori ad una data soglia comportino una perturbazione di segno differente [31]
- aggiungere una ulteriore misura della potenza a metà del *sample rate* in maniera tale da misurare il valore della variazione di potenza dovuta al cambiamento delle condizioni ambientali [32].

2.1.2.2 Conduttanza Incrementale (Incremental Conductance)

Il metodo della conduttanza incrementale si basa sulla valutazione della pendenza della caratteristica della potenza del sistema, come di seguito illustrato [33], [34], [36], [39].

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad \text{Nel punto di massima potenza} \quad (65)$$

$$\frac{dP}{dV} > 0 \quad \text{A sinistra del punto di massima potenza} \quad (66)$$

$$\frac{dP}{dV} < 0 \quad \text{A destra del punto di massima potenza} \quad (67)$$

Visto che $P = IV$ si ottiene:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \left(\frac{dI}{dV} \right) \cong I + V \left(\frac{\Delta I}{\Delta V} \right) \quad (68)$$

Tali relazioni conducono alla valutazione della conduttanza incrementale $\Delta I / \Delta V$ in base alla quale si individua il punto in cui lavora il sistema. Manipolando la eq. (68) si ottengono le seguenti condizioni:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad \text{Nel punto di massima potenza} \quad (69)$$

$$\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V} \quad \text{A sinistra del punto di massima potenza} \quad (70)$$

$$\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V} \quad \text{A destra del punto di massima potenza} \quad (71)$$

Rispetto al precedente, questo algoritmo presenta il vantaggio di non oscillare intorno al punto di massima potenza. In Figura 41 è riportato il diagramma di flusso relativo all'algoritmo "InCond" [34], [45].

Anche in questa tecnica, come nella tecnica di P&O, è possibile variare le prestazioni agendo il *sample rate* e sull'entità della perturbazione cioè la variazione della tensione di riferimento imposta.

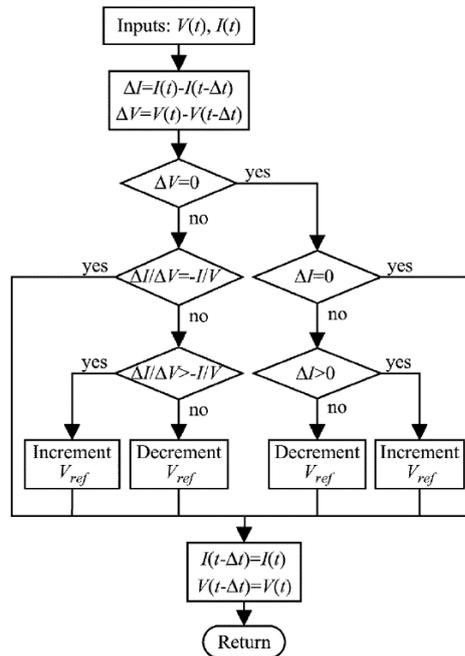


Figura 41 Diagramma di flusso della tecnica InCond

2.1.2.3 Controllo fuzzy (Fuzzy logic control)

I controllori a logica *fuzzy* hanno il vantaggio di potere lavorare anche con ingressi imprecisi, non necessitano di un accurato modello matematico e gestiscono le non-linearità.

La logica di controllo *fuzzy* consta generalmente di tre fasi:

- "fuzzificazione"
- ricerca della regola di base
- "defuzzificazione".

Durante la "fuzzificazione", le variabili di ingresso sono convertite in variabili numeriche linguistiche basate su una funzione di appartenenza [36].

Gli ingressi ad un controllore MPPT a logica *fuzzy* sono di solito un errore E ed una variazione dell'errore ΔE ; l'utente ha la flessibilità di scegliere come calcolare E e ΔE . Dal momento che dI / dV si annulla nel punto di massima potenza, si utilizza l'approssimazione seguente:

$$E(n) = \frac{P(n) - P(n-1)}{V(n) - V(n-1)} \quad (72)$$

e per la variazione dell'errore si ha:

$$\Delta E(n) = E(n) - E(n-1) \quad (73)$$

Le variabili E e ΔE vengono calcolate e convertite in variabili linguistiche mediante un processo di fuzzificazione, mentre l'uscita del controllore $fuzzy$ è tipicamente una variazione del *duty-cycle* (ΔD) del convertitore di potenza.

Le variabili linguistiche assegnate al ΔD per le diverse combinazioni di E e ΔE sono basate sul convertitore di potenza in uso ed anche sulle conoscenze dell'utente.

Successivamente, mediante un processo di defuzzificazione, l'uscita del regolatore a logica $fuzzy$ viene convertita da una variabile linguistica ad una variabile numerica utilizzando ancora una variabile di appartenenza.

2.1.2.4 Ripple Correlation Control

Il tracciamento del punto di massima potenza viene eseguito mettendo in relazione la derivata nel tempo della potenza con la medesima derivata della corrente [36]. In particolare analizzando la parte della caratteristica $P-I$ a sinistra del punto di massima potenza volendo avvicinarsi al punto di massima potenza è necessario imporre che le due derivate siano concordi e quindi che sia verificata la relazione [36]:

$$\frac{dI}{dt} \frac{dP}{dt} > 0 \quad (74)$$

In maniera analoga, a destra del punto di massima potenza è necessario imporre che le due derivate siano discordi e quindi che sia verificata la seguente relazione [35]:

$$\frac{dI}{dt} \frac{dP}{dt} < 0 \quad (75)$$

Supponendo di utilizzare un convertitore boost, la corrente in ingresso è legata al *duty cycle* D , e, quindi, un modo per imporre le condizioni (74) e (75) è utilizzare la seguente legge di controllo [35]:

$$D = k \int \frac{dP}{dt} \frac{dI}{dt} dt \quad (76)$$

nella quale k è una costante positiva.

2.1.2.5 Altri metodi

I principali e più applicati metodi di inseguimento del punto di massima potenza sono stati illustrati nei paragrafi precedenti, esistono, però, in letteratura diversi altri metodi e varianti ai metodi succitati che sono stati proposti, non sempre con favorevole esito.

La tabella che segue riassume insieme i metodi trattati evidenziandone gli elementi caratteristici [36].

TABELLA 25 CONFRONTO TRA TECNICHE DI MPPT

Tecnica di MPPT	Dipende dalla configurazione del campo?	Reale MPPT?	Analogica o digitale?	Scansione periodica?	Velocità di convergenza	Complessità di implementazione	Sensori
Hill-Climbing/P & O	No	Si	Both	No	Variabile	Bassa	Tensione, Corrente
InCond	No	Si	Digital	No	Variabile	Media	Tensione, Corrente
Fractional V_{oc}	Si	No	Both	Si	Media	Bassa	Tensione
Fractional I_{sc}	Si	No	Both	Si	Media	Media	Corrente
Fuzzy logic control	Si	Si	Digital	Si	Veloce	Alta	Varies
Neural Network	Si	Si	Digital	Si	Veloce	Alta	Varies

2.1.3 MPPT in condizioni di parziale ombreggiamento

La Figura 37 mostra l'andamento tipico di una curva di potenza caratteristica di un campo fotovoltaico. Per data temperatura ed irraggiamento, il valore di potenza erogata dal campo dipende dalla tensione (o corrente) di funzionamento.

L'andamento della curva di potenza del campo fotovoltaico può, però, subire significative variazioni in condizione di disuniforme irraggiamento dei moduli che compongono il campo o, in generale, in condizioni di disadattamento elettrico provocate da altri fattori come la connessione di moduli con diverse caratteristiche elettriche, la presenza di polvere o di sporcizia sui moduli o di invecchiamento dei moduli. In tal caso le curve caratteristiche possono assumere forme simili a quelle rappresenta in Figura 42.

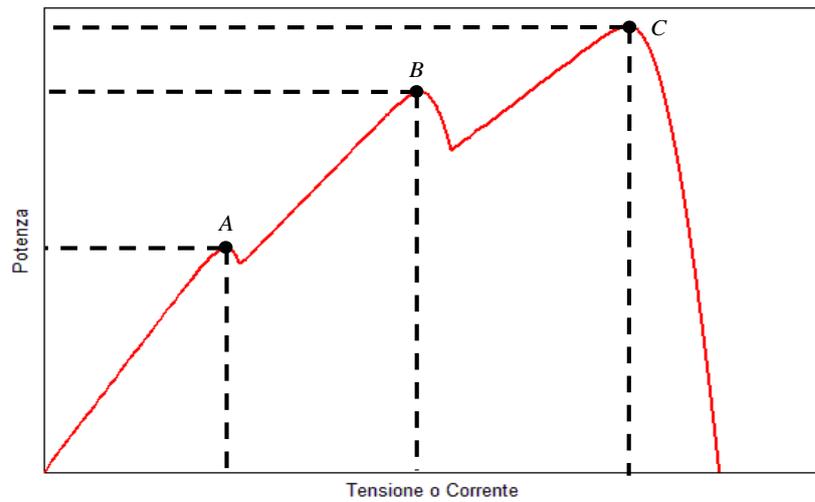


Figura 42 Caratteristica P-I di un campo FV in condizioni di irraggiamento disuniforme

La curva di Figura 42 è caratterizzata dalla presenza di più massimi locali (A , B e C) di cui uno solo è assoluto C . La presenza dei massimi locali è dovuta alla presenza dei diodi di bypass che, in determinate condizioni, disconnettono i moduli parzialmente ombreggiati [37].

La Figura 44 mostra un campo fotovoltaico composto da 3×2 moduli, la Figura 44 riporta le curve caratteristiche dello stesso campo ottenute supponendo che uno dei moduli si sottoposto ad un irraggiamento più basso degli altri [40]. La curva $P-V$ presenta due massimi relativi.

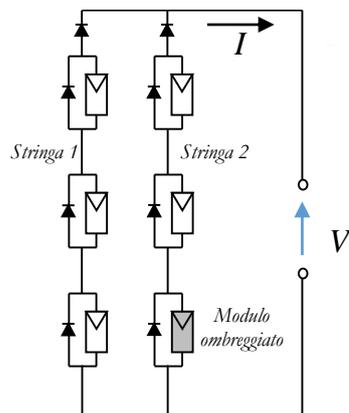
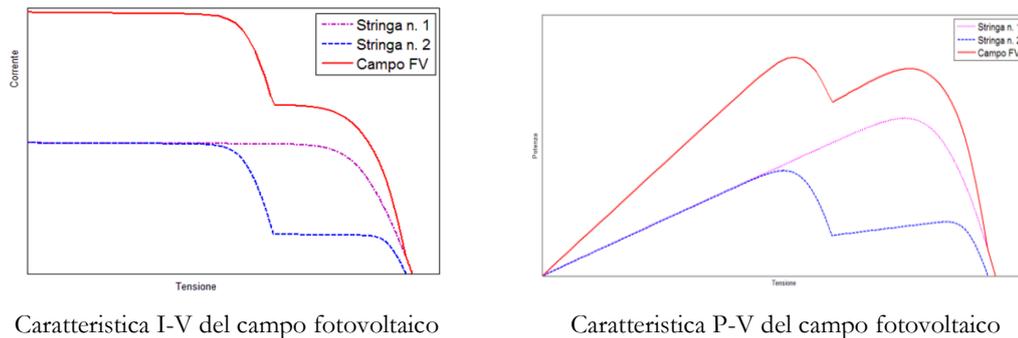


Figura 43 Configurazione del campo fotovoltaico

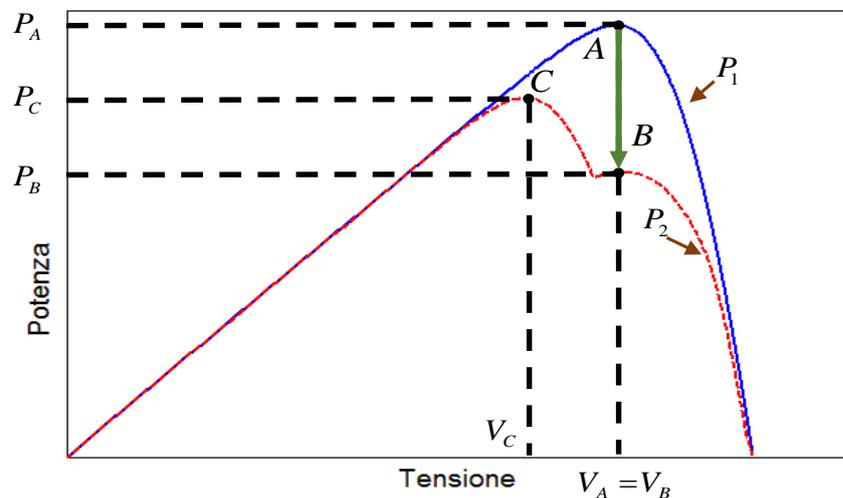


Caratteristica I-V del campo fotovoltaico

Caratteristica P-V del campo fotovoltaico

Figura 44 Curve caratteristiche del campo fotovoltaico

I tradizionali metodi MPPT (ad esempio P&O, Inc-cond etc) sono efficaci in condizione di uniforme irraggiamento, ma la loro efficacia si riduce in presenza di più massimi locali. Infatti, in tal caso essi non sempre riescono ad individuare il reale punto di massimo ma possono arrestare la ricerca in corrispondenza di un massimo relativo. Nasce, dunque, l'esigenza di apportare delle modifiche ai sistemi MPPT "tradizionali" affinché possano individuare sempre il punto di massimo assoluto. La Figura 45 riporta una condizione nella quale i tradizionali algoritmi di MPPT non assicurano il raggiungimento del punto di massima potenza assoluto [40].

**Figura 45** Comportamento degli algoritmi tradizionali di MPPT sotto PSC.

In condizione di irraggiamento uniforme, la caratteristica $P-V$ del campo è quella a tratto continuo (P_1) ed il punto di funzionamento raggiungibile grazie agli algoritmi di MPPT è A . Una rapida variazione delle condizioni di irraggiamento che provochi una riduzione dell'irraggiamento su alcuni moduli modifica la caratteristica $P-V$ del campo che diviene quella tratteggiata (P_2) ed il nuovo punto di funzionamento sarà B . Visto l'andamento della

caratteristica P_2 , un algoritmo tradizionale porterà il sistema ad oscillare proprio attorno al punto B (massimo locale) e non verso il punto C che è il punto di massima potenza. La potenza persa per mancata produzione è pari alla differenza tra P_C e P_B .

In letteratura sono presenti numerosi lavori che propongono aggiustamenti degli algoritmi convenzionali tesi a migliorare le prestazioni in condizioni di disuniforme irraggiamento [38–41], [44], [45]. La valutazione delle migliorie proposte deve essere legata alla assenza di circuiti aggiuntivi nei sistemi di conversione (fonti di maggiori costi e possibili guasti) e la non necessità di prevedere funzionamenti in condizioni di corto circuito o di circuito aperto (causa di perdite per mancata produzione).

2.1.3.1 Metodo MPPT sotto PSC basato sulla tecnica di conduttanza incrementale

Il metodo presentato in [40] è basato sulla tecnica di conduttanza incrementale con uno step-size variabile. In aggiunta alla tecnica tradizionale, l'algoritmo stima che il campo sia parzialmente ombreggiamento quando sono verificate le condizioni (77) e (78).

$$\Delta V = V(n) - V(n-1) < \Delta V_{set} \quad (77)$$

dove:

- $V(n)$ è la tensione del campo all'istante n
- $V(n-1)$ è la tensione del campo all'istante $n-1$
- ΔV_{set} valore di soglia prefissato

$$\frac{I(n) - I(n-1)}{I(n-1)} < -\Delta I_{set} = -\frac{I(n)}{N_{PM}} \quad (78)$$

dove:

- $I(n)$ è la corrente del campo all'istante n
- $I(n-1)$ è la corrente del campo all'istante $n-1$
- N_{PM} è il numero di stringhe in parallelo.

Se le due relazioni sono soddisfatte, la tensione di riferimento per il convertitore viene impostata ad un valore più basso (V^*) (Figura 46 [40]), sulla base della seguente relazione:

$$V^* = \left(\frac{N_{SM} V_{oc}}{N_{PM} I_{sc}} \right) I(n) \quad (79)$$

dove:

- N_{SM} è il numero di moduli in serie
- $N_{SM} V_{oc}$ è la tensione a circuito aperto del campo
- $N_{PM} I_{sc}$ è la corrente di cortocircuito del campo.

Nella situazione analizzata nel paragrafo precedente le condizioni (77) e (78) sono entrambe verificate, l'algoritmo imposta, quindi, un valore della tensione di riferimento pari a V^* (individuato dalla intersezione della eq. (79) o, che è lo stesso, dalla intersezione della nella caratteristica I-V della Figura 46 dalla intersezione della orizzontale passante per il punto B e la retta r) il che comporta lo spostamento del punto di lavoro in D .

A partire dal punto D l'algoritmo di MPPT di conduttanza incrementale porterà il sistema a funzionare nel punto C di massimo assoluto. In questa configurazione l'algoritmo modificato riesce a individuare correttamente il punto di massimo assoluto. Nel caso di un più elevato numero di massimi locali non si ha però certezza dell'efficacia del sistema.

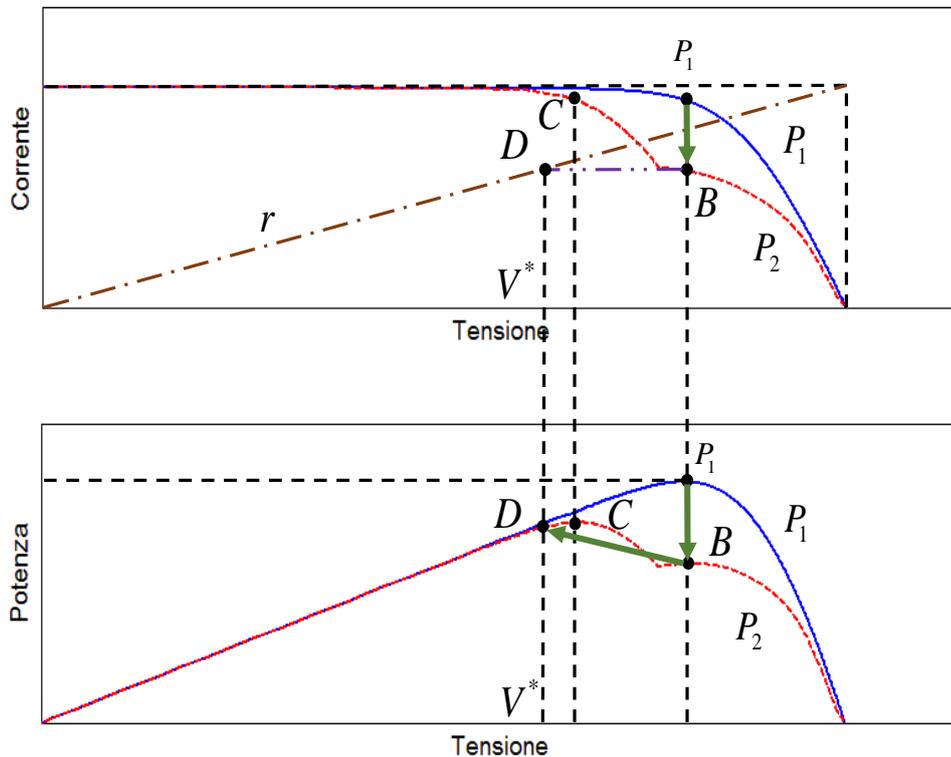


Figura 46 Operazioni principali del metodo MPPT

2.1.3.2 Metodo MPPT sotto PSC basato su Perturba e Osserva

Il metodo presentato in [41] è basato sulla tecnica Perturba e Osserva. Gli autori, sulla base delle simulazioni da loro condotte, arrivano alle seguenti conclusioni:

- le caratteristiche $I-V$ di stringhe parzialmente ombreggiate presentano un certo numero di gradini che corrispondono ad un ugual numero di picchi nella caratteristica $P-V$
- il valore della potenza nel punto di massima potenza dipende, oltre che dalla temperatura e dall'irraggiamento, anche dalla configurazione del campo
- i vari picchi nella caratteristica $P-V$ sono posizionati vicino ai multipli interi di $0.8 V_{oc}$.

Partendo da queste considerazioni gli autori propongono un algoritmo che al tradizionale P&O (che però viene sempre inizializzato da un valore di riferimento pari a $0.85 V_{oc}$) affianca alcuni blocchi per l'individuazione del punto di massima potenza in condizioni di parziale ombreggiamento. In particolare ogni 25 s viene effettuata una ricerca del massimo assoluto eseguendo questi passi:

- memorizzazione della tensione (V^*) e della potenza (P^*) nel punto di massimo locale raggiunto dal P&O
- impostazione di una tensione di riferimento pari a $V^* - 0.6 \div 0.7 V_{oc}$
- attivazione del tradizionale algoritmo di MPPT e determinazione del nuovo punto di massimo
- confronto della potenza del nuovo punto di massimo con il precedente
 - se la potenza del nuovo massimo locale è maggiore della potenza del massimo precedente il nuovo punto viene memorizzato al posto del precedente e viene applicata una nuova tensione di riferimento scalata di $0.6 \div 0.7 V_{oc}$ (la ricerca del punto di massimo viene continuata nella zona a sinistra del massimo locale individuato)
 - se la potenza del nuovo massimo locale è minore del massimo precedente viene impostata una tensione di riferimento pari a $V^* + 0.6 \div 0.7 V_{oc}$ (la ricerca del punto di massimo viene continuata nella zona a destra del massimo locale precedentemente individuato)

- interruzione della ricerca se essa è stata effettuata sia a sinistra che a destra del punto di massimo locale.

La ricerca del massimo assoluto viene eseguita anche quando si ha una variazione di potenza superiore ad una data soglia interviene nell'arco di tempo pari a 0.01s.

2.1.3.3 Metodo MPPT sotto PSC basato sulla serie di Fibonacci

Il metodo presentato in [42] è basato sulla serie di Fibonacci, gli autori propongono infatti di utilizzare la serie di Fibonacci per la individuazione degli intervalli entro i quali ricercare il punto di massima potenza. In particolare la serie di Fibonacci è utilizzata per limitare iterativamente e spostare l'intervallo di ricerca in modo da contenere il punto di massimo nell'intervallo.

Data una funzione unimodale $f(x)$ in un dato intervallo $[a_0 \ b_0]$, per la ricerca del minimo si può utilizzare il metodo di Fibonacci, esso si basa sulla valutazione della funzione obiettivo in corrispondenza di una successione finita di punti, e ricava un intervallo di incertezza, di ampiezza decrescente, all'interno del quale si trova la soluzione. La ricerca viene condotta in n passi e l'intervallo di ricerca $[a_k \ b_k]$ al passo $k+1$ viene ottenuto riducendo l'ampiezza dell'intervallo di un fattore:

$$r_k = \frac{c_{n-(k+1)}}{c_{n-k}} \quad (80)$$

dove c_i è il coefficiente i -esimo della serie di Fibonacci.

In ciascun passo si valuta il valore della funzione in 2 punti interni all'intervallo, d_i e g_i (Figura 47).

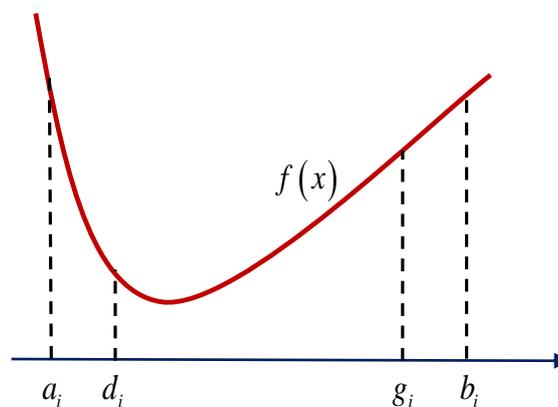


Figura 47 Metodo di Fibonacci

Se $f(d_i) < f(g_i)$ il nuovo intervallo di ricerca sarà $[d_i \ b_i]$ altrimenti si utilizzerà $[a_i \ g_i]$.

Nel caso della ricerca del punto di massima potenza la variabile sarà la grandezza di controllo del convertitore (il riferimento di tensione o di corrente o il *duty cycle*) e il metodo deve essere opportunamente modificato. In particolare gli autori hanno previsto anche lo spostamento dell'intervallo di ricerca. La direzione dello spostamento viene decisa sulla base dei valori della funzione in due punti interni all'intervallo di ricerca. In particolare nel caso della Figura 48 essendo $f(d_i) \leq f(g_i)$ l'intervallo di ricerca viene spostato a sinistra, se fosse stato $f(d_i) \geq f(g_i)$ lo spostamento sarebbe stato verso destra.

Il metodo di Fibonacci è stato dagli autori modificato al fine di poter consentire la ricerca nel caso di:

- modifiche repentine delle condizioni di irraggiamento
- modifiche graduali delle condizioni di irraggiamento
- condizioni parziale irraggiamento.

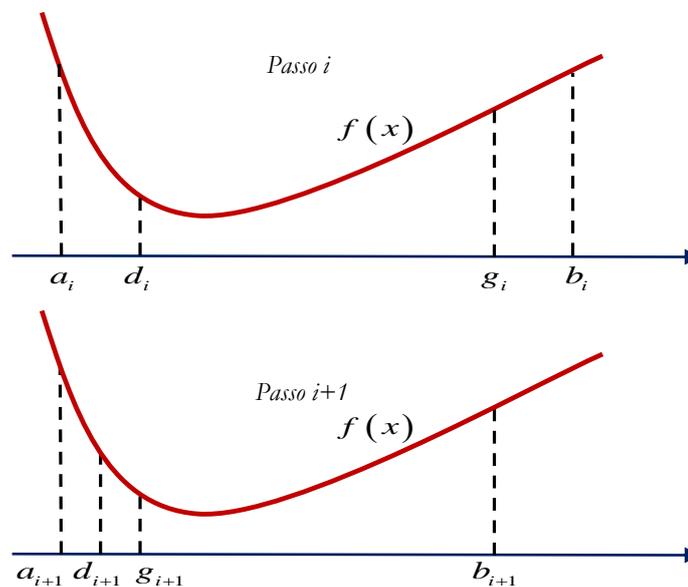


Figura 48 Scelta dell'intervallo di ricerca del metodo di Fibonacci

Significative e repentine modifiche dell'irraggiamento comportano uno spostamento del punto di massima potenza all'esterno dell'intervallo di ricerca, in questo caso il metodo di Fibonacci classico comporterebbe uno spostamento continuo verso destra o verso sinistra senza che si arrivi al raggiungimento del MPP. Per evitare ciò gli spostamenti nella stessa

direzione vengono contati e al raggiungimento di un prefissato valore M l'intervallo viene non più ridotto ma allargato sino a contenere il MPP (Figura 49) [42–44].

La condizione di parziale irraggiamento viene identificata quando si ha variazione percentuale della potenza superiore ad una soglia prefissata. In questo caso l'algoritmo di ricerca viene reinizializzato. Per come impostato l'algoritmo non garantisce in tutti i casi il raggiungimento del massimo assoluto.

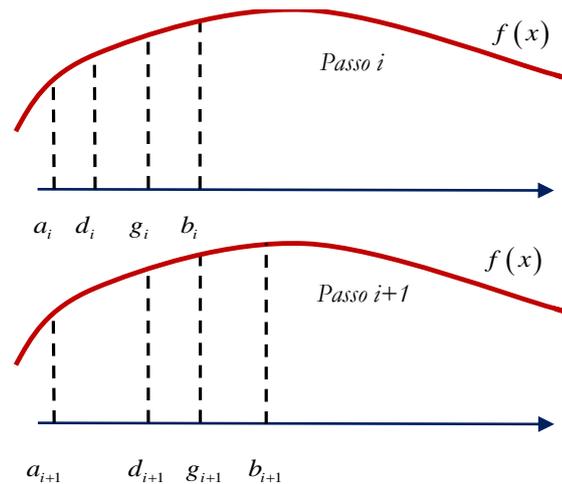


Figura 49 Allargamento dell'intervallo di ricerca

2.3 Algoritmo innovativo di MPPT sotto PSC basato sulla tecnica di conduttanza incrementale

L'algoritmo di MPPT messo a punto e presentato in [45] è in grado di esplorare la parte più significativa della caratteristica P-V e riconoscere il punto di massima potenza in condizioni di parziale ombreggiamento delle stringhe e, quindi, di presenza di più massimi locali nella caratteristiche P-V. L'algoritmo è stato sviluppato sulla base della tecnica della conduttanza incrementale

L'algoritmo agisce seguendo i seguenti passi:

- calcola il *duty cycle* del convertitore DC-DC, noti I e V ;
- calcola il valore istantaneo della corrente di riferimento I_{ref} ;
- imposta un valore soglia per evitare che variazioni di tensione o corrente non significative diano luogo a processi di ricerca;
- imposta un valore necessario per aumentare / diminuire il *duty cycle*;

- implementa un "if", seguendo le espressioni della tecnica di conduttanza incrementale.

Nel caso in cui la caratteristica P-V presenti più massimi locali, l'algoritmo InCond perverrebbe al massimo locale prossimo al punto di partenza. Non viene quindi assicurato il raggiungimento del massimo assoluto.

Per raggiungere sempre il punto di massimo assoluto, anche in condizione di disuniforme irraggiamento, l'algoritmo MPPT InCond è stato qui modificato e migliorato.

Al fine di individuare il punto di massima potenza il sistema effettua tre tentativi di ricerca del MPP in corrispondenza a tre differenti valori di corrente impostati come riferimento del DC - DC. Per ognuno dei tre valori di corrente il sistema individua, attraverso l'algoritmo di conduttanza incrementale, il massimo locale prossimo, registrando il valore di potenza corrispondente. Al termine dei tre tentativi il sistema, sulla base dei valori di potenza registrati, individua il massimo assoluto e porta il campo fotovoltaico a funzionare in corrispondenza ad esso.

Grazie anche alla piattaforma di simulazione, sviluppata in ambiente Matlab-Simulink sono state effettuate diverse simulazioni nelle seguenti condizioni di lavoro:

- irraggiamento e temperatura uniformi su tutti i moduli;
- irraggiamento disuniforme sui moduli e temperatura uniforme dei moduli;
- irraggiamento uniforme sui moduli e temperature disuniforme dei moduli;
- irraggiamento sui moduli e temperatura dei moduli disuniforme.

Di seguito si riportano i risultati più significativi relativi alle simulazione effettuate con variazione disuniforme dell'irraggiamento e temperatura uniforme (Figura 50, Figura 51, Figura 52 e Figura 53) e con irraggiamento uniforme e variazione uniforme della temperatura (Figura 54, Figura 55 e Figura 56).

La Figura 50 mostra l'andamento della potenza in funzione del tempo ottenuti in simulazione.

La simulazione è stata condotta a partire da un valore iniziale di radiazione pari a 1000 W/m² e temperatura pari a 25° C (valori uniformi su tutti i moduli).

In tale condizione iniziale già l'algoritmo InCond consente il raggiungimento del MPP e pertanto il campo funzionerà in corrispondenza ad un valore di potenza pari a 1200 W (curva in blu). Trascorsi 8 s dall'inizio della simulazione viene introdotta una perturbazione; in

particolare tre moduli sono gradualmente ombreggiati con una conseguente riduzione del valore di irraggiamento sino a 850 W/m^2 . Ciò determina la comparsa di massimi locali nella caratteristica P-V della stringa. Gli intervalli di tempo contrassegnati con 1, 2 e 3 in Figura 50 e delimitati dalle rette verdi, rappresentano gli istanti nei quali l'algoritmo effettua i tre tentativi di azione. Alla fine di ogni tentativo l'algoritmo raggiunge il punto di massimo locale prossimo. I tentativi sono stati effettuati considerando un riferimento di corrente pari al 25%, 50% e 85% della corrente di corto circuito in condizioni standard.

All'istante 4 il riferimento di corrente viene impostato al valore che ha consentito il raggiungimento del punto di massima potenza (nella simulazione in oggetto quello raggiunto in corrispondenza della corrente di riferimento impostata al 50% della corrente di corto circuito).

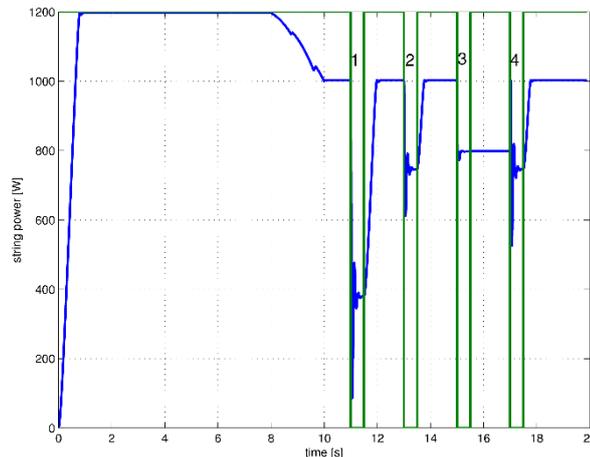


Figura 50 Diagramma della potenza in funzione del tempo al sopraggiungere di una condizione di disuniforme irraggiamento

La Figura 51 mostra la potenza transitoria diagrammata in funzione della corrente di stringa. Il punto finale di potenza è segnato con il cerchio verde e testimonia il raggiungimento del MPP.

La Figura 52 mostra l'andamento della tensione di ingresso (blu) e di uscita (verde) del convertitore DC/DC. In particolare si può notare come la tensione d'ingresso al convertitore è soggetta a notevoli variazioni che sono determinate dall'azione dell'algoritmo di MPPT. La tensione in uscita dal convertitore, invece, rimane all'incirca costante, a meno degli effetti di disturbo.

La Figura 53 mostra la variazione del valore del *duty cycle* del convertitore durante il periodo di azione dell'algoritmo di MPPT.

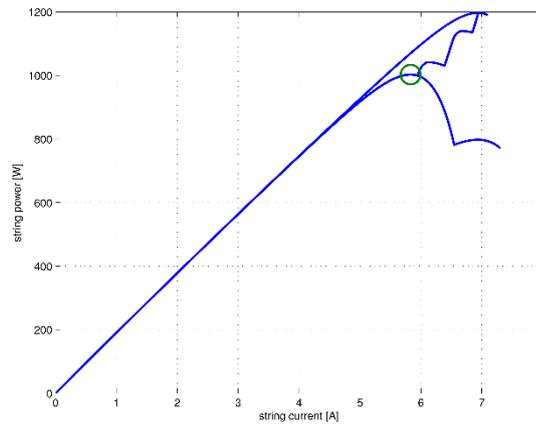


Figura 51 Diagramma della potenza in funzione della corrente al sopraggiungere di una condizione di disuniforme irraggiamento

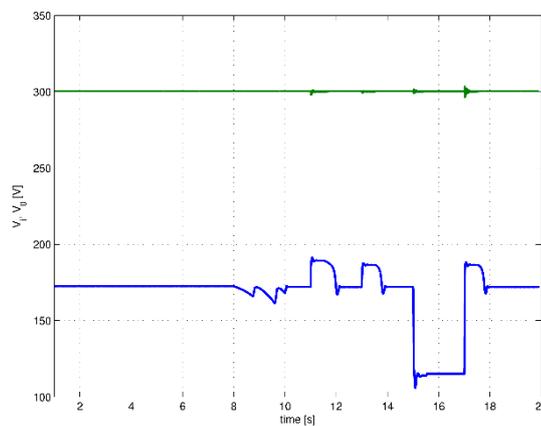


Figura 52 Andamento della tensione di ingresso (blu) e di uscita (verde) del convertitore DC-DC al sopraggiungere di una condizione di disuniforme irraggiamento

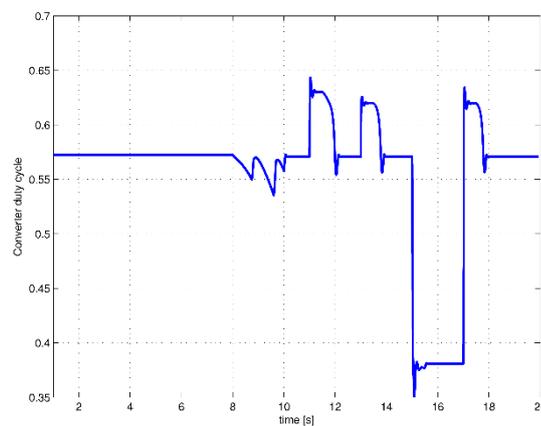


Figura 53 Valore del duty cycle del convertitore durante il periodo di azione dell'algoritmo di MPPT al sopraggiungere di una condizione di disuniforme irraggiamento

La Figura 54, Figura 55 e la Figura 56 mostrano andamenti analoghi a quelli già illustrati con la Figura 51, Figura 52 e la Figura 53 ma ottenuti considerando una perturbazione che lasci inalterato l'irraggiamento e porti la temperatura di tutti i moduli da 25 °C a 22 °C.

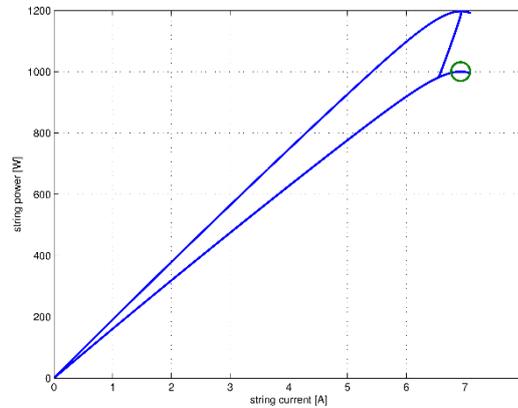


Figura 54 Diagramma della potenza in funzione della corrente al sopraggiungere di una condizione di disuniforme temperatura

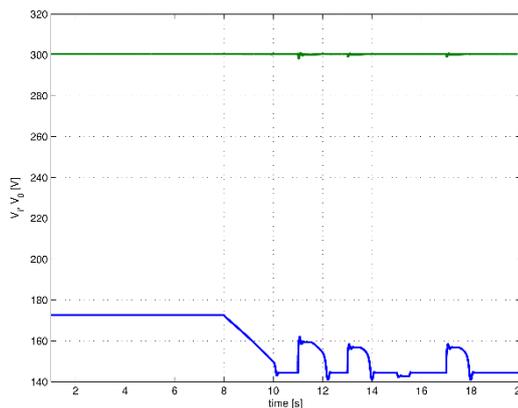


Figura 55 Andamento della tensione di ingresso (blu) e di uscita (verde) del convertitore DC - DC al sopraggiungere di una condizione di disuniforme temperatura

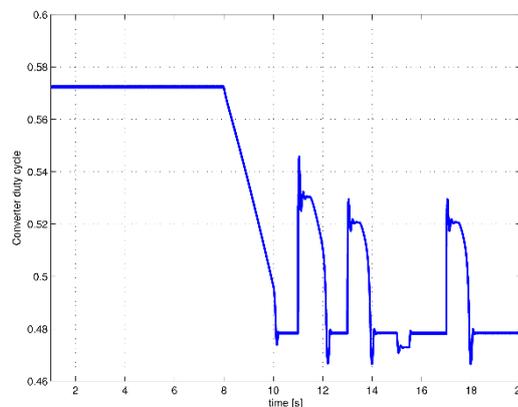


Figura 56 Valore del duty cycle del convertitore durante il periodo di azione dell'algoritmo di MPPT al sopraggiungere di una condizione di disuniforme temperatura

In conclusione, alla luce delle simulazioni effettuate prendendo in considerazione condizioni di cambiamento di temperatura e irraggiamento sui moduli di una stringa fotovoltaica, si può affermare che l'algoritmo di MPPT implementato, basato sulla tecnica InCond, consente il raggiungimento dell'MPP anche per stringhe soggette al fenomeno del *mismatch* che presentano, quindi, una caratteristica P-V con diversi massimi locali. Inoltre la piattaforma di simulazione sviluppata si dimostra un utile strumento per verificare le prestazioni degli algoritmi.

Capitolo 3: Mismatch e riconfigurazione delle connessioni

Le differenze costruttive, di irraggiamento o temperatura tra i moduli di una campo fotovoltaico possono provocare una sensibile riduzione della produzione. Nel caso di collegamento in serie di più moduli la corrente erogata viene, infatti, limitata dal modulo che ha le prestazioni più basse (irraggiamento più basso, temperatura più alta, o caratteristiche costruttive peggiori), in maniera analoga nel caso di moduli connessi in parallelo la tensione viene imposta dal modulo con prestazioni peggiori [46].

Si consideri, ad esempio, un campo fotovoltaico costituito da una stringa formata da 5 moduli identici posti in serie (Figura 57) che si trovino nelle condizioni riportate nelle condizioni di irraggiamento e temperatura riportate nella Tabella 26.

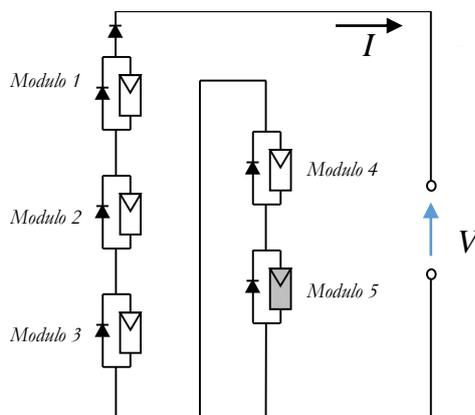


Figura 57 Campo Fotovoltaico

TABELLA 26 IRRAGGIAMENTO E TEMPERATURA DI CIASCUN MODULO DEL CAMPO

Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]
1	1000	298.15
2	1000	298.15
3	1000	298.15
4	1000	298.15
5	300	298.15

I moduli del campo preso in esame, considerati singolarmente, presentano, nelle condizioni date, le curve caratteristiche riportate nella Figura 58. In Tabella 27 sono riportati i valori

Figura 59 Curve caratteristiche della stringa

Si supponga adesso di collegare la stringa analizzata in precedenza in parallelo ad una stringa identica ma sottoposta ad irraggiamento uniforme e pari a 1000 W/m^2 (Figura 60).

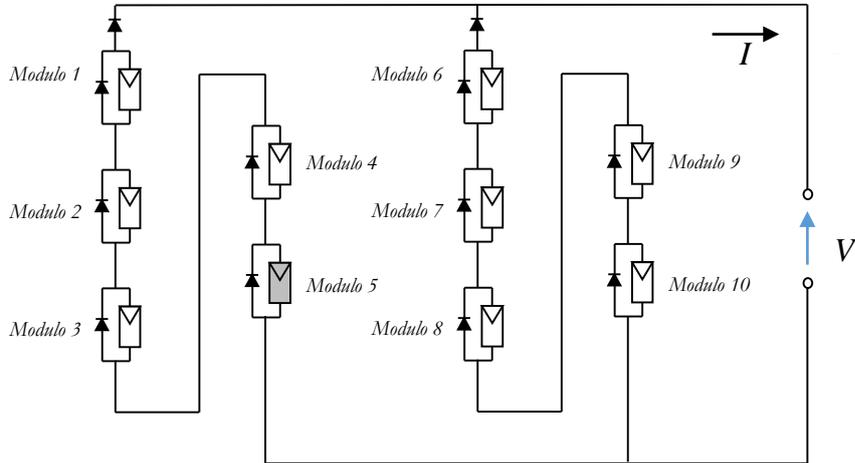
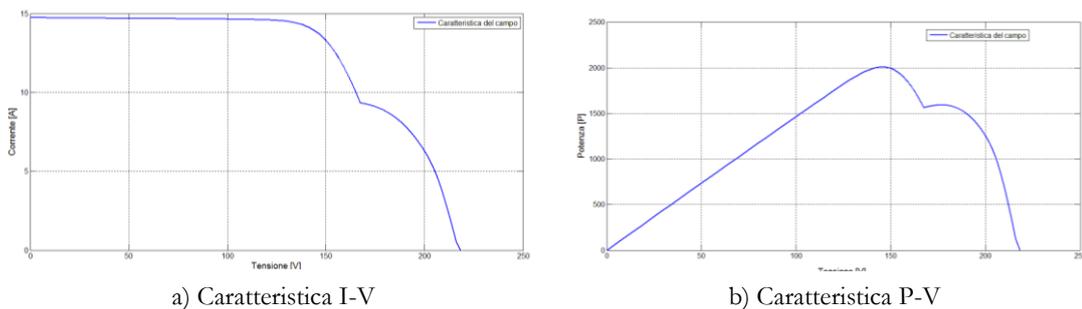


Figura 60 Campo fotovoltaico

Per questa configurazione le curve caratteristiche ($I-V$ e $P-V$) del campo sono quelle riportate in Figura 61.



a) Caratteristica I-V

b) Caratteristica P-V

Figura 61 Curve caratteristiche del campo

La potenza massima teoricamente prelevabile dal campo, calcolata come somma della potenza nei punti di massima potenza delle due stringhe non connesse in parallelo, è 2174 W . La curva caratteristica del campo ha un punto di massima potenza che è 2099 W . In questo caso il $MLI\%$ dovuto al solo collegamento in parallelo è:

$$MLI\% = \frac{P_{th} - P_{MP}}{P_{th}} 100 = \frac{2173.70 - 2099.10}{2173.70} = 7.57\% \quad (82)$$

Queste perdite sono particolarmente significative in quegli impianti nei quali la disposizione dei moduli è non ottimale, come gli impianti integrati in edifici [47] o a bordo di veicoli [48],

[49]. Per ridurre le perdite dovute alla mancata produzione sono state adottate diverse strategie [50], [86]:

- adozione di architetture del gruppo di conversione
- adozione di topologie di campo adatte
- adozione di tecniche di riconfigurazione delle connessioni.

3.1 Architetture del gruppo di conversione

Le più diffuse architetture del gruppo di conversione sono [51–53], [66]:

- architettura a inverter centralizzato (mono-inverter)
- architettura con inverter di stringa
- architettura con inverter multistringa
- architettura con inverter integrati nei moduli (microinverter).

L'architettura a inverter centralizzato è utilizzata per piccoli impianti nei quali la esposizione dei moduli è molto simile. I moduli sono collegati fra di loro in serie a costituire le stringhe e queste sono, poi, connesse in parallelo. Tutte le stringhe sono connesse ad un unico ingresso dell'inverter e quindi sottostanno ad un unico MPPT. Questa architettura è quella nella quale più elevati sono gli effetti del *mismatch* ha, però, il vantaggio della economicità (Figura 62).

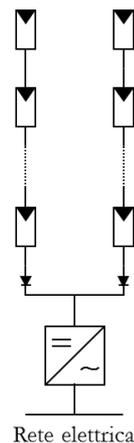


Figura 62 Architettura a inverter centralizzato

Negli impianti con architettura con inverter di stringa ciascuna stringa è connessa ad un proprio inverter oppure ad un ingresso di un inverter multinput ed ha un proprio MMPT. In questo caso, vengono eliminati i diodi di blocco (eliminando quindi le perdite su di esso) e si

riducono gli effetti del *mismatch* in quanto il sistema è influenzato solamente dalle differenze tra i moduli della singola stringa (Figura 63 a)).

Una variazione dell'architettura con inverter di stringa utilizzata per incrementare il rendimento ai bassi irraggiamenti è costituita dalla architettura “*Team-Concept*” [54] stringa (Figura 63 b)). In questa struttura, ad elevati irraggiamenti ciascuna stringa è connessa ad un inverter mentre a bassi irraggiamenti tutte le stringhe sono connesse ad un solo inverter.

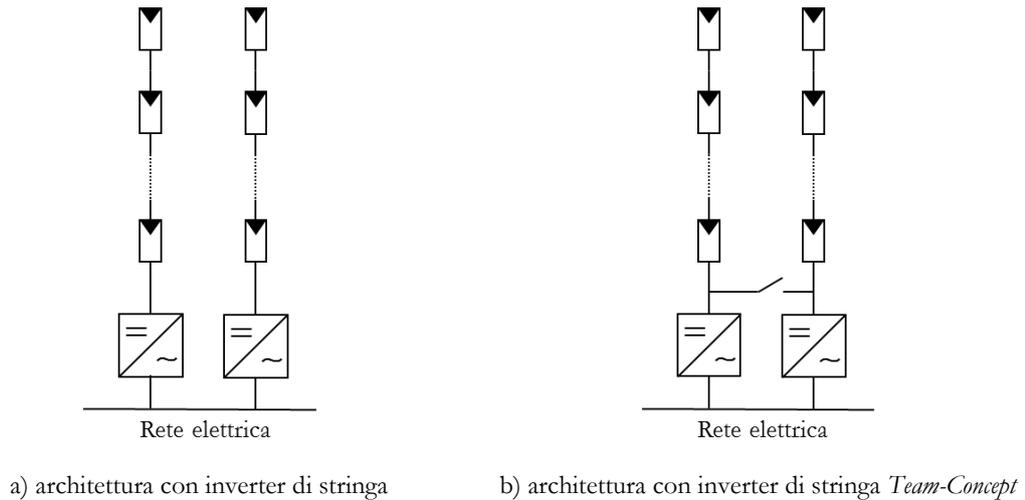


Figura 63 Architettura con inverter di stringa

L'architettura con inverter multistringa (Figura 64) combina le due architetture viste prima, in particolare in essa ogni stringa è connessa ad un convertitore DC-DC che esegue un proprio MPPT. L'uscita di questi convertitori è connessa ad un *bus* in continua che a sua volta alimenta un convertitore DC-AC per la connessione alla rete. Anche questa architettura è immune dal *mismatch* tra le stringhe.

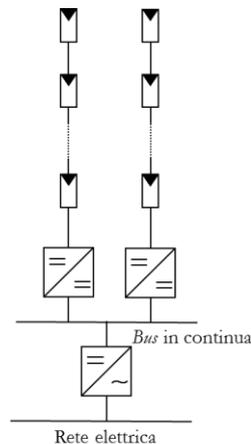


Figura 64 Architettura con inverter multistringa

L'architettura con inverter integrati nei moduli è l'unica che elimina gli effetti del *mismatch* tra i moduli della stessa stringa, in quanto ognuno dei moduli lavora al proprio punto di massima potenza. Sono possibili due configurazioni:

- ciascun modulo è dotato ad un convertitore DC-DC collegato ad un *bus* in continua, connesso ad un convertitore AC-DC per l'immissione in rete (Figura 65 a))
- ciascun modulo è dotato di un convertitore DC-AC connesso alla rete (Figura 65 b)).

Entrambe le descritte configurazioni sono caratterizzate da un notevole incremento dei costi di impianto il che le rende poco diffuse, nonostante l'eliminazione degli effetti del *mismatch*.

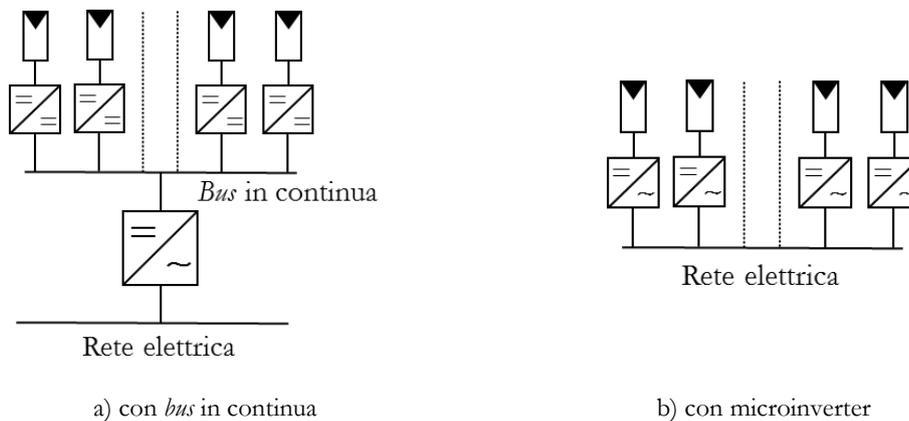


Figura 65 Architettura con inverter integrati

3.2 Topologie di campo

I moduli fotovoltaici possono essere collegati secondo diverse topologie che hanno differente comportamento rispetto al fenomeno del *mismatch*.

Le più comuni topologie sono [55–57], [59], [60], [62]:

- serie – parallelo (SP)
- *total-cross-tied* (TCT)
- *bridge-linked* (BL)
- *honey comb* (HC)

La topologia serie – parallelo (Figura 66) è di gran lunga la topologia più utilizzata, in quanto è la più semplice e la meno costosa (in essa non sono presenti collegamenti

ridondanti). I moduli sono connessi in serie a costituire delle stringhe e poi collegati in parallelo. Questo tipo di configurazione non presenta alcun accorgimento atto a limitare le perdite di produzione dovute al *mismatch* ma consente, grazie ai diodi di by-pass installati in antiparallelo ai moduli, di evitare gli effetti di “hot spot” che il *mismatch* può determinare.

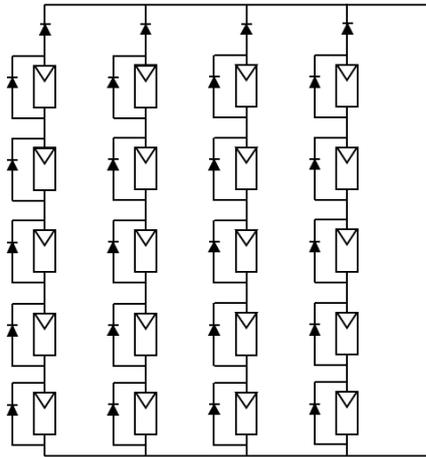


Figura 66 Topologia serie-parallelo

La topologia *total-cross-tied* (Figura 67) è caratterizzata invece dal più elevato numero di connessioni, in essa, infatti, i moduli sono dapprima connessi in parallelo e poi connessi tra di loro in serie.

Questo tipo di configurazione riduce notevolmente le perdite dovute agli ombreggiamenti parziali, in quanto riduce l'effetto della diminuzione della corrente di cortocircuito dei moduli parzialmente ombreggiati [58], e riduce la possibilità che i diodi di by-pass vadano in conduzione, riducendo quindi le perdite su questi diodi [59].

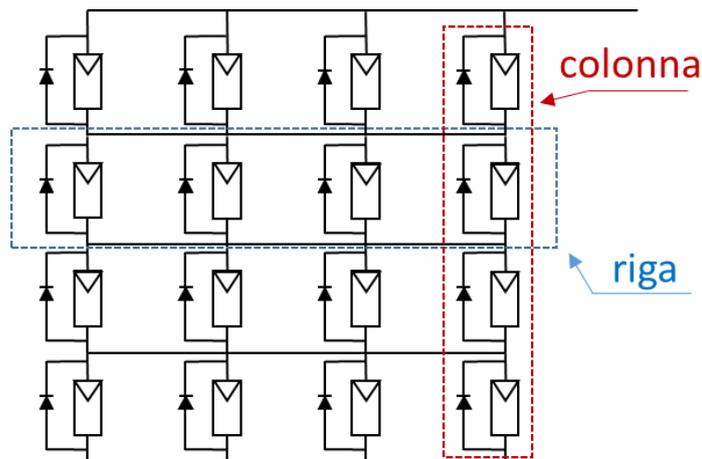


Figura 67 Topologia *total-cross-tied*

La topologia *bridge-linked* (Figura 68) presenta una ridondanza nei collegamenti inferiore rispetto alla topologia *total-cross-tied* e, quindi, costi dei collegamenti inferiori. Questa configurazione, rispetto alle perdite dovute all'ombreggiamento parziale, ha prestazioni peggiori alla configurazione *total-cross-tied* ma significativamente superiori alla configurazione serie – parallelo [60].

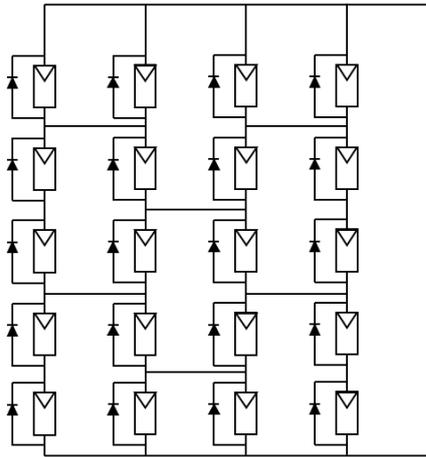


Figura 68 Topologia *bridge-linked*

La Figura 69 riporta un esempio di topologia *honey comb*. Questa configurazione ha lo stesso numero di collegamenti della topologia *bridge-linked* ma disposti in maniera differente, a nido d'ape. Questa diversa disposizione dei collegamenti riduce le perdite dovute al *mismatch* [62].

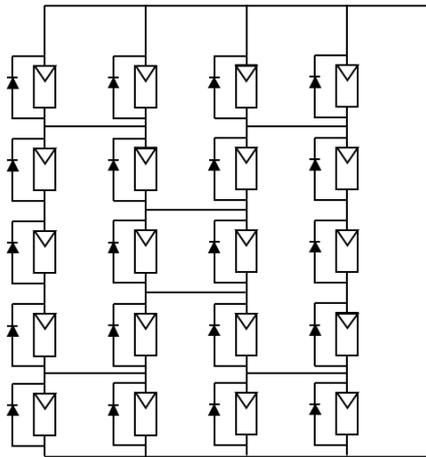


Figura 69 Topologia *honey comb*

3.3 Riconfigurazione delle connessioni

Ai fini della riduzione delle perdite dovute a *mismatch* è possibile effettuare una riconfigurazione delle connessioni. Le tecniche di riconfigurazione si differenziano a seconda

della topologia del campo preso in esame, della sensoristica e del numero di *switch* necessari [87]. Le prestazioni di queste tecniche sono influenzate dal campo al quale sono applicate, dal numero e dalla posizione dei moduli ombreggiati [61].

La Tabella 28 riporta l'indicazione di alcuni lavori scientifici sulla riconfigurazione delle connessioni. Alcuni di questi lavori presentano tecniche di riconfigurazione tra moduli di un campo fotovoltaico, altri tra le celle di uno stesso modulo. Anche queste ultime tecniche sono, però, applicabili ai campi nel loro complesso. Ritenendolo più realistico ed utile lo studio delle succitate tecniche è stato condotto applicandole ai campi fotovoltaici.

TABELLA 28 PRINCIPALI LAVORI SCIENTIFICI SU RICONFIGURAZIONE DELLE CONNESSIONI

Titolo	Topologia
An adaptive utility interactive photovoltaic system based on a flexible switch matrix to optimize performance in real-time [62]	SP
Reconfiguration strategy for optimization of solar photovoltaic array under non-uniform illumination conditions [67]	SP
A new control system prototype for the energy production maximization of a unequally irradiated PV system [83]	SP
Reconfiguration methodology of shaded photovoltaic panels to maximize the produced energy [71]	SP
Electrical PV Array Reconfiguration Strategy for Energy Extraction Improvement in Grid-Connected PV Systems [84]	TCT
An Adaptive Solar Photovoltaic Array Using Model-Based Reconfiguration Algorithm [76]	TCT

Di seguito verranno analizzati i succitati lavori, confrontando le prestazioni e le migliori ottenibili applicando le metodologie proposte. Il confronto tra le prestazioni dei singoli metodi non è, però, agevole, in quanto gli autori propongono applicazioni molto diverse fra di loro. Per rendere direttamente confrontabili prestazioni e migliori le valutazioni verranno sviluppate a partire da due specifiche strutture di campo fotovoltaico.

3.3.1 Riconfigurazioni su topologie serie-parallelo

In questa sede si è deciso di effettuare i confronti tra le prestazioni di due tipologie di campo (Figura 70):

- campo 1 costituito da 6 moduli collegati a formare 2 stringhe uguali
- campo 2 costituito da 16 moduli collegati a formare 4 stringhe uguali.

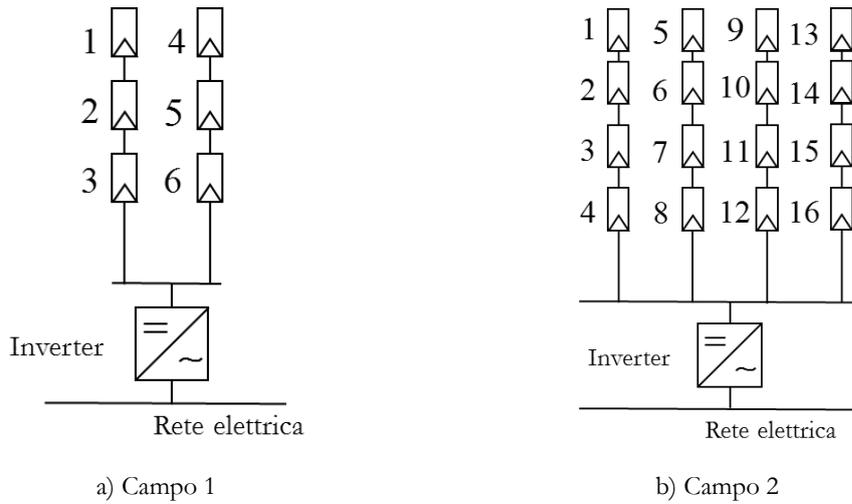


Figura 70 Campi fotovoltaici utilizzati per le simulazioni

Le simulazioni per il campo 1 sono state condotte considerando le due condizioni ambientali riportate in Tabella 29 e Tabella 30.

La Figura 71 riporta le caratteristiche di ciascun modulo del campo 1 nella situazione ambientale A1.

La potenza massima teoricamente prelevabile dal campo è 1279 W ; la potenza nel punto di massima potenza nella configurazione SP è 1006 W con $MLI_{\%}$ uguale a 21.34% .

TABELLA 29 SITUAZIONE A1 IRRAGGIAMENTO E TEMPERATURA DI CIASCUN MODULO DEL CAMPO 1

Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]
1	1000	298.15
2	1000	298.15
3	1000	298.15
4	1000	298.15
5	1000	298.15
6	300	298.15

TABELLA 30 SITUAZIONE A2 IRRAGGIAMENTO E TEMPERATURA DI CIASCUN MODULO DEL CAMPO 1

Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]
1	800	298.15
2	800	298.15
3	800	298.15
4	800	298.15
5	400	298.15
6	400	298.15

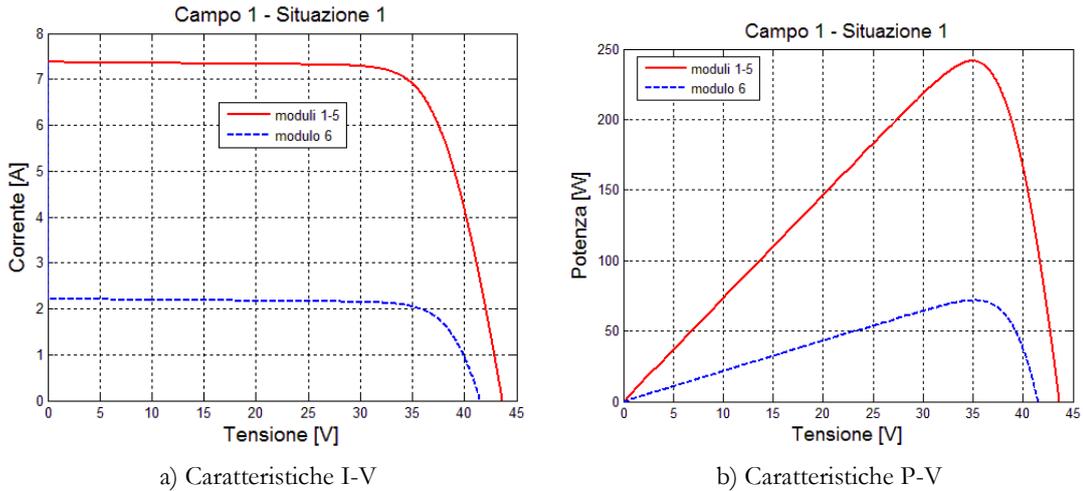


Figura 71 Curve caratteristiche dei moduli del campo 1 nella situazione A1

La Figura 72 riporta le caratteristiche di ciascun modulo del campo 1 nella situazione ambientale A2. La potenza massima teoricamente prelevabile dal campo è 1070 W ; la potenza nel punto di massima potenza nella configurazione SP è 886 W con $MLI_{\%}$ uguale a 17.14% .

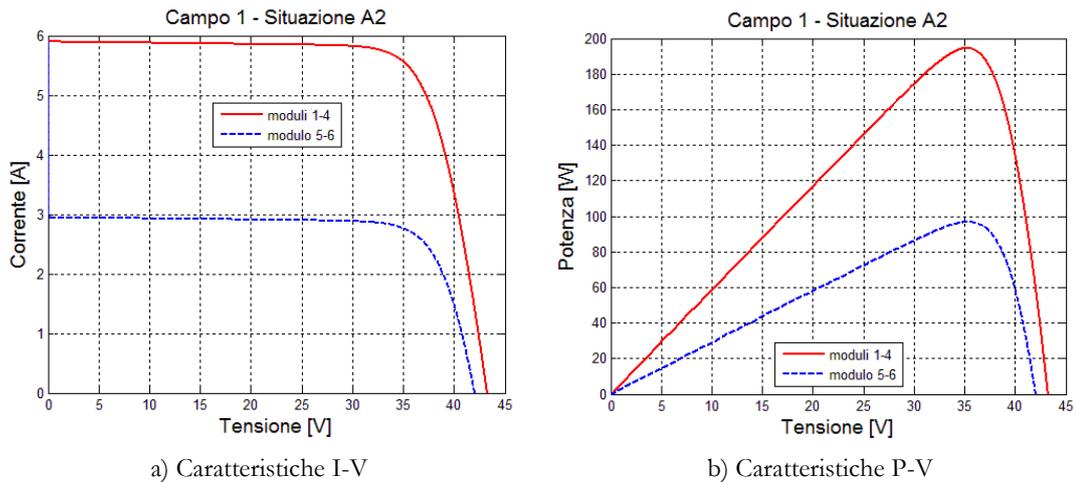


Figura 72 Curve caratteristiche dei moduli del campo 1 nella situazione A2

Le simulazioni per il campo 2 sono state condotte considerando le due condizioni ambientali riassunte nella Tabella 31 e nella Tabella 32 rispettivamente.

TABELLA 31 SITUAZIONE B1 IRRAGGIAMENTO E TEMPERATURA DI CIASCUN MODULO DEL CAMPO 2

Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]	Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]
1	1000	298.15	9	1000	298.15
2	1000	298.15	10	1000	298.15
3	1000	298.15	11	1000	298.15
4	1000	298.15	12	300	298.15
5	1000	298.15	13	1000	298.15

Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]	Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]
6	1000	298.15	14	1000	298.15
7	1000	298.15	15	300	298.15
8	1000	298.15	16	300	298.15

TABELLA 32 SITUAZIONE B2 IRRAGGIAMENTO E TEMPERATURA DI CIASCUN MODULO DEL CAMPO 2

Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]	Modulo	Irraggiamento [W/m ²]	Temperatura [K]
1	800	298.15	9	800	298.15
2	800	298.15	10	800	298.15
3	600	298.15	11	600	298.15
4	600	298.15	12	400	298.15
5	800	298.15	13	800	298.15
6	800	298.15	14	800	298.15
7	600	298.15	15	600	298.15
8	400	298.15	16	400	298.15

La Figura 73 riporta le caratteristiche di ciascun modulo del campo 2 nella situazione ambientale B1.

La potenza massima teoricamente prelevabile dal campo è 3355 W; la potenza nel punto di massima potenza nella configurazione SP è 2566 W con $MLI_{\%}$ uguale a 23.51%.

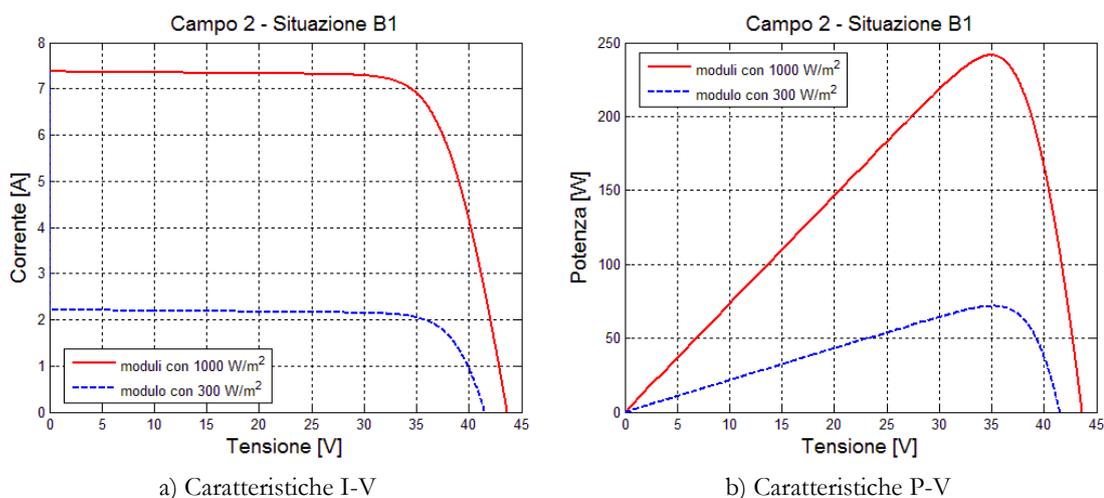


Figura 73 Curve caratteristiche dei moduli del campo 2 nella situazione B1

La Figura 74 riporta le caratteristiche di ciascun modulo del campo 2 nella situazione ambientale B2. La potenza massima teoricamente prelevabile dal campo è 2579 W; la potenza nel punto di massima potenza nella configurazione SP è 1911 W con $MLI_{\%}$ uguale a 25.87%.

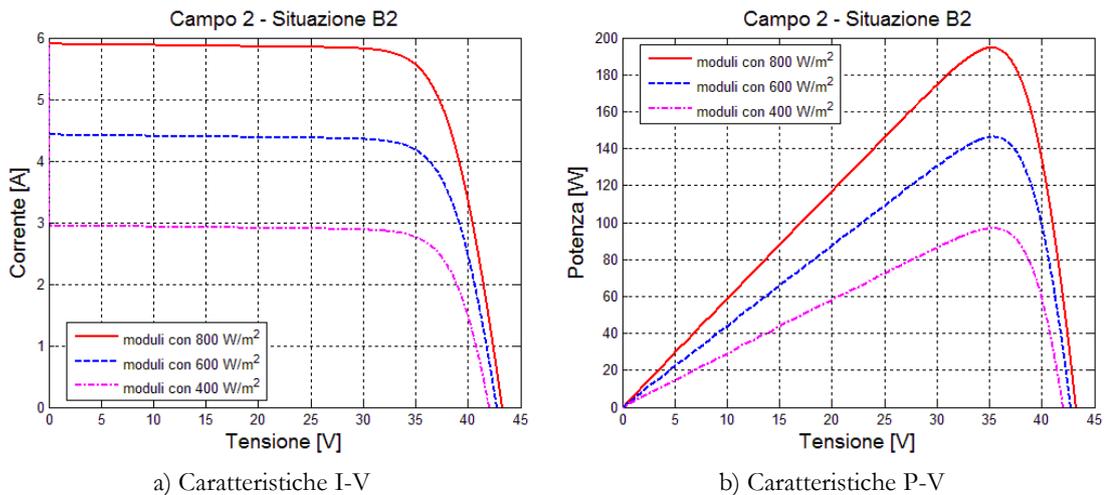


Figura 74 Curve caratteristiche dei moduli del campo 2 nella situazione B2

3.3.1.1 An adaptive utility interactive photovoltaic system based on a flexible switch matrix to optimize performance in real-time (Alahmad et al.)

Descrizione

In [63–66] gli autori presentano un sistema che cerca di mettere insieme i vantaggi dell'architettura con inverter multistringa con quelli dell'architettura con inverter centralizzato.

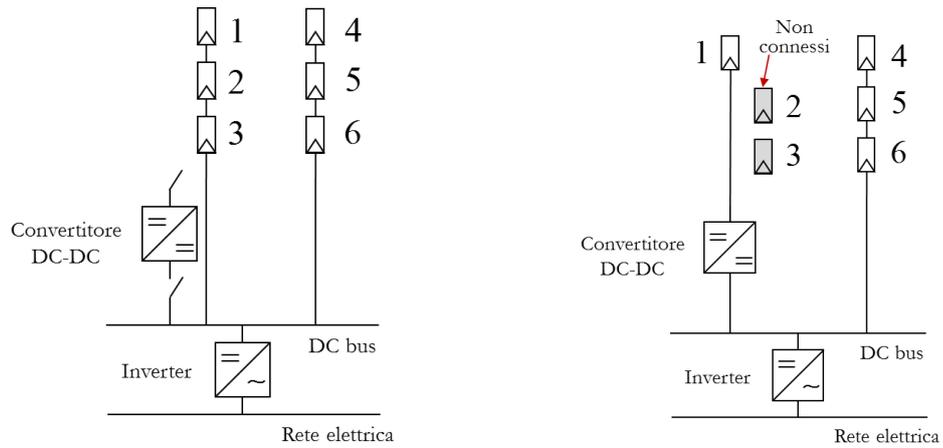
In particolare la struttura proposta si compone di

- un inverter per la connessione alla rete in corrente alternata
- un convertitore DC – DC per la connessione all'inverter
- un sistema di interconnessione tra i moduli.

Il sistema connette direttamente all'inverter i moduli non ombreggiati componendo delle stringhe che garantiscano un appropriato valore di tensione e corrente. I moduli ombreggiati rimanenti vengono connessi al convertitore DC – DC, che esegue un proprio MPPT. La Figura 75 mostra il funzionamento del sistema di riconfigurazione in 2 diverse condizioni [66]:

- in condizioni di irraggiamento uniforme
- in funzionamento con 2 moduli ombreggiati.

La connessione dei moduli fotovoltaici viene realizzata tramite interruttori e due bus, uno in continua ed uno in alternata, in maniera tale da poter modificare la topologia del campo.



a) funzionamento in condizioni normali

b) funzionamento in condizioni di parziale ombreggiamento (2 moduli ombreggiati)

Figura 75 Funzionamento del sistema di riconfigurazione

Il sistema di interconnessione tra i moduli, riportato in Figura 76, consente di modificare la topologia del campo.

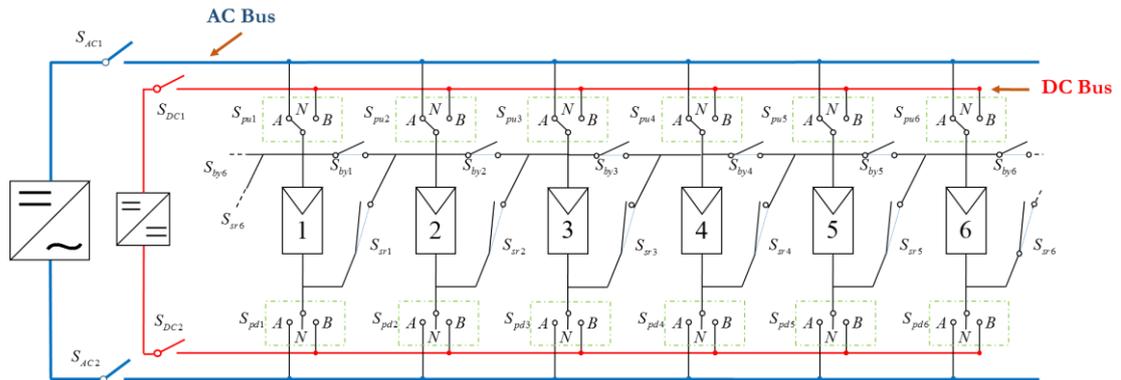


Figura 76 Sistema di interconnessione del campo fotovoltaico

La Tabella 33 e la Tabella 34 riportano l'indicazione delle posizioni di ciascuno degli *switch* per realizzare la configurazione di Figura 75 a) e Figura 75 b).

TABELLA 33 POSIZIONE DEGLI SWITCH IN CONDIZIONI NORMALI

Switch	Posizione								
S_{pu1}	A	S_{pd1}	N	S_{sr1}	Chiuso	S_{by1}	Aperto	S_{AC1}	Chiuso
S_{pu2}	N	S_{pd2}	N	S_{sr2}	Chiuso	S_{by2}	Aperto	S_{AC2}	Chiuso
S_{pu3}	N	S_{pd3}	A	S_{sr3}	Aperto	S_{by3}	Aperto	S_{DC1}	Aperto
S_{pu4}	A	S_{pd4}	N	S_{sr4}	Chiuso	S_{by4}	Aperto	S_{DC2}	Aperto
S_{pu5}	N	S_{pd5}	N	S_{sr5}	Chiuso	S_{by5}	Aperto		
S_{pu6}	N	S_{pd6}	A	S_{sr6}	Aperto	S_{by6}	Aperto		

TABELLA 34 POSIZIONE DEGLI SWITCH IN CONDIZIONI DI PARZIALE OMBREGGIAMENTO (2 MODULI OMBREGGIATI)

Switch	Posizione								
S_{pu1}	B	S_{pd1}	B	S_{sr1}	Aperto	S_{by1}	Aperto	S_{AC1}	Chiuso
S_{pu2}	N	S_{pd2}	N	S_{sr2}	Aperto	S_{by2}	Aperto	S_{AC2}	Chiuso
S_{pu3}	N	S_{pd3}	N	S_{sr3}	Aperto	S_{by3}	Aperto	S_{DC1}	Chiuso
S_{pu4}	A	S_{pd4}	N	S_{sr4}	Chiuso	S_{by4}	Aperto	S_{DC2}	Chiuso
S_{pu5}	N	S_{pd5}	N	S_{sr5}	Chiuso	S_{by5}	Aperto		
S_{pu6}	N	S_{pd6}	A	S_{sr6}	Aperto	S_{by6}	Aperto		

Il sistema di interconnessione proposto ha una elevata scalabilità e flessibilità. Esso consente, infatti, di collegare in serie tra di loro anche moduli non adiacenti. La configurazione di Figura 77 può, ad esempio, realizzarsi utilizzando le posizioni riportate in Tabella 35.

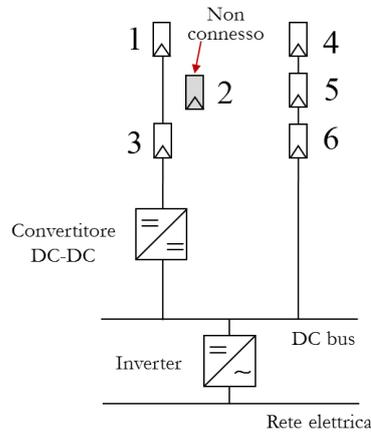


Figura 77 Configurazione con moduli non adiacenti in serie

TABELLA 35 POSIZIONE DEGLI SWITCH CON MODULI NON ADIACENTI IN SERIE

Switch	Posizione								
S_{pu1}	N	S_{pd1}	B	S_{sr1}	Chiuso	S_{by1}	Aperto	S_{AC1}	Chiuso
S_{pu2}	N	S_{pd2}	N	S_{sr2}	Aperto	S_{by2}	Chiuso	S_{AC2}	Chiuso
S_{pu3}	B	S_{pd3}	N	S_{sr3}	Aperto	S_{by3}	Aperto	S_{DC1}	Chiuso
S_{pu4}	A	S_{pd4}	N	S_{sr4}	Chiuso	S_{by4}	Aperto	S_{DC2}	Chiuso
S_{pu5}	N	S_{pd5}	N	S_{sr5}	Chiuso	S_{by5}	Aperto		
S_{pu6}	N	S_{pd6}	A	S_{sr6}	Aperto	S_{by6}	Aperto		

Il numero di *switch* necessari per realizzare il sistema di interconnessione è [66]:

$$N_{sw} = 4N_{mod} + 2N_{AC} + 2N_{DC} \tag{83}$$

dove:

- N_{sw} è il numero di *switch* del sistema di riconfigurazione
- N_{mod} è il numero di moduli del campo fotovoltaico
- N_{AC} è il numero di inverter del campo fotovoltaico
- N_{DC} è il numero di convertitori DC-DC del campo fotovoltaico.

Per la individuazione dei moduli ombreggiati vengono utilizzate le misure di tensione e corrente eseguite su ciascun modulo.

In condizioni normali il sistema realizza una topologia SP con in serie moduli adiacenti. In condizioni di ombreggiamento di alcuni moduli, il sistema collega in serie i moduli non ombreggiati adiacenti sino a formare le stringhe con tensione ottimale per l'inverter e collega i rimanenti moduli al convertitore DC-DC.

Simulazioni

La Figura 78 riporta le topologie riconfigurate del campo 1 nelle due situazioni previste.

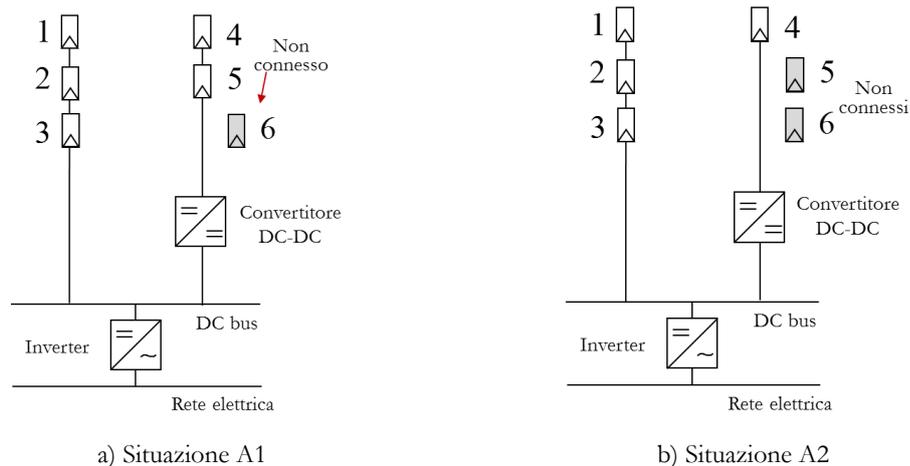


Figura 78 Topologie riconfigurate del campo 1 (Alahmad et al.)

La Tabella 36 riporta i risultati delle simulazioni condotte per il campo 1 nelle due condizioni ambientali previste.

TABELLA 36 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 1 (ALAHMAD ET AL.)

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia riconfigurata	
		P_{MP} [W]	MLI%	P_{MP} [W]	MLI%
Situazione A1	1279	1006	21.34	1208	5.60
Situazione A2	1070	886	17.14	778	27.23

La Figura 79 riporta la topologia riconfigurata del campo 2 nella situazione B1.

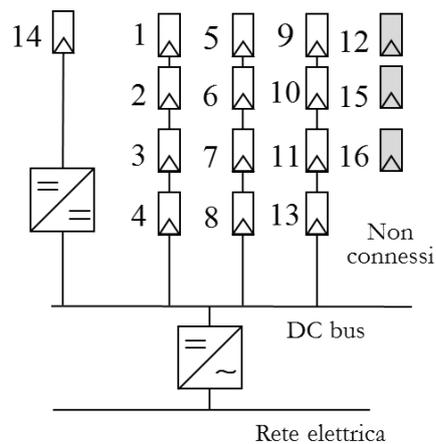


Figura 79 Topologia riconfigurata del campo 2 nella situazione B1 (Alahmad et al.)

Per la situazione B2 sono possibili due diverse topologie che sono riportate in Figura 80 a seconda delle eventuali modifiche all'algoritmo di riconfigurazione. I risultati delle simulazioni sono riportati nella Tabella 37.

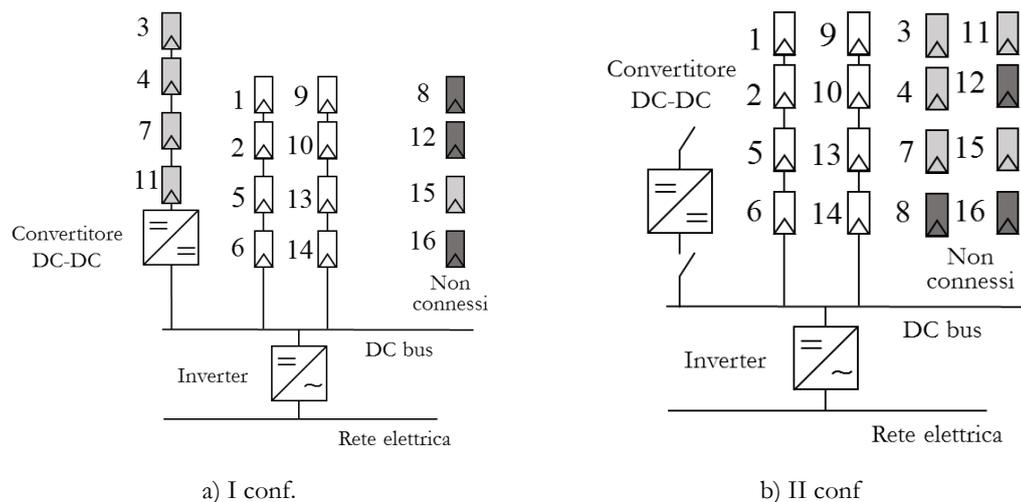


Figura 80 Topologie riconfigurate del campo 2 nella situazione B2 (Alahmad et al.)

TABELLA 37 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 2 (ALAHMAD ET AL.)

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia riconfigurata	
		P_{MP} [W]	MLI%	P_{MP} [W]	MLI%
Situazione B1	3355	2566	23.51	3140	6.41
Situazione B2 I conf	2579	1911	25.87	2142	16.93
Situazione B2 II conf	2579	1911	25.87	1557	39.62

Come si vede dai risultati, la resa del sistema dipende fortemente dalle condizioni di parziale irraggiamento e la scelta di rinunciare completamente ai moduli ombreggiati può risultare gravosa.

3.3.1.2 Reconfiguration strategy for optimization of solar photovoltaic array under non-uniform illumination conditions (Patnaik et al.)

Descrizione

Il metodo proposto dagli autori in [67], ripreso in [85], effettua una riconfigurazione delle connessioni serie-parallelo eliminando i moduli ombreggiati. Questa riconfigurazione viene attuata solo se almeno il 15% dei moduli sono ombreggiati. Se il numero dei moduli ombreggiati supera questa soglia il sistema di riconfigurazione li disconnette e distribuisce gli altri collegandoli nella topologia serie parallelo. Per la determinazione delle condizioni di funzionamento, ciascun modulo è equipaggiato con un sensore di corrente, un sensore di tensione e un sensore di temperatura. Inoltre ciascun diodo di by-pass è collegato ad un sensore di corrente.

Ai fini della definizione della configurazione ottimale, i moduli del campo vengono classificati dal sistema in [68]:

- *bright* se sottoposti ad un irraggiamento compreso tra 600 e 800 W/m²
- *grey* se sottoposti ad un irraggiamento compreso 400 e 600 W/m²
- *dark* se sottoposti ad un irraggiamento inferiore a 400 W/m².

Gli autori ipotizzano, sulla base delle loro osservazioni, che i moduli che si trovino nella condizione *dark* se collegati a moduli *bright* saranno bypassati e, quindi, possono essere non collegati al campo fotovoltaico. Proprio la corrente sul diodo di by-pass è utilizzata per individuare i moduli classificabili come *dark*. La derivata della corrente sul modulo è utilizzata per individuare le transizioni dalla condizione *grey* alla condizione *bright* o alla condizione *dark*. In particolare se:

- la derivata della corrente è positiva allora il modulo sta transitando dalla condizione *grey* alla condizione *bright*
- la derivata della corrente è negativa allora il modulo sta transitando dalla condizione *grey* alla condizione *dark*

I moduli appartenenti alla stessa categoria vengono connessi in serie a formare le stringhe e poi queste vengono collegate in parallelo. Il numero di *switch* necessari per realizzare il sistema di interconnessione è dato dalla eq. (84) [85]:

$$N_{sw} = N_{mod} + \frac{(N_{mod} - 1)(2 + N_{mod})}{2} \quad (84)$$

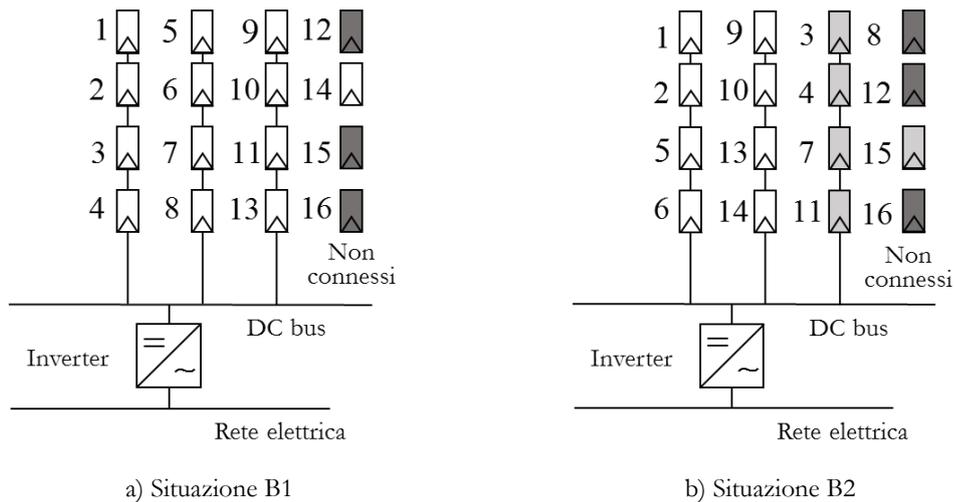
dove:

- N_{sw} è il numero di *switch* del sistema di riconfigurazione
- N_{mod} è il numero di moduli del campo fotovoltaico.

Simulazioni

Nel caso del campo 1 sia nella situazione A1 che nella situazione A2 viene superata la soglia per la riconfigurazione ma la topologia riconfigurata coincide con la topologia iniziale in quanto i moduli sono già disposti in maniera tale da essere raggruppati per categoria. I due moduli della categoria *dark* vengono collegati per consentire il raggiungimento della tensione necessaria per il collegamento in parallelo con l'altra stringa.

Anche per entrambe le condizioni previste per il campo 2 viene superata la soglia per la riconfigurazione. La Figura 81 riporta le topologie riconfigurate del campo 2.



a) Situazione B1

b) Situazione B2

Figura 81 Topologie riconfigurate del campo 2 (Patnaik et al.)

La Tabella 38 riporta i risultati delle simulazioni condotte per il campo B nelle due condizioni.

TABELLA 38 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 2 (PATNAIK ET AL.)

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia riconfigurata	
		P_{MP} [W]	MLI%	P_{MP} [W]	MLI%
Situazione B1	3355	2566	23.51	2898	13.61
Situazione B2	2579	1911	25.87	2142	16.94

3.3.1.3 A new control system prototype for the energy production maximization of a unequally irradiated PV system (Di Dio et al.)

Descrizione

In [83] gli autori presentano un sistema che, realizzato sulla base dei risultati ottenuti in simulazione [69], [70], riconfigura il campo fotovoltaico cercando di ottenere configurazioni simmetriche, distribuendo in maniera quanto più uniforme possibile i moduli soggetti ad ombreggiamento.

Per la determinazione dei moduli ombreggiati il sistema proposto effettua la misura della tensione su ciascun modulo mentre la riconfigurazione viene effettuata tramite relè. Nel prototipo presentato la elaborazione è affidata ad un FPGA.

Simulazioni

La Figura 82 riporta le topologie riconfigurate del campo 1 nelle due situazioni previste. Nella situazione A1 il sistema, di fatto, non si attiverà essendo presente un solo modulo ombreggiato.

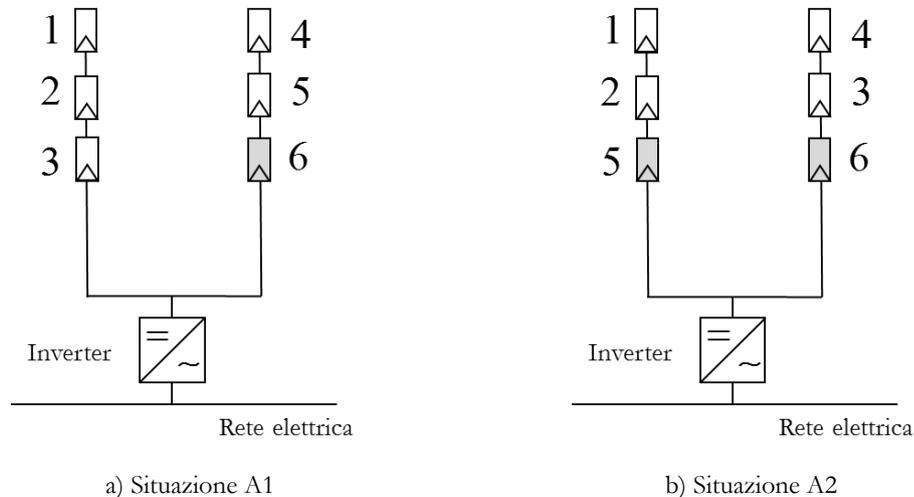


Figura 82 Topologie riconfigurate del campo 1 (Di Dio et al.)

TABELLA 39 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 1 (DI DIO ET AL.)

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia riconfigurata	
		P_{MP} [W]	MLI%	P_{MP} [W]	MLI%
Situazione A1	1279	1006	21.34	1006	21.34
Situazione A2	1070	886	17.14	778	27.24

Per la prima condizione prevista per il campo 2 viene attivata la riconfigurazione, mentre per la situazione B2 il campo risulta già nella topologia riconfigurata. La Figura 83 riporta le topologie riconfigurate del campo 2.

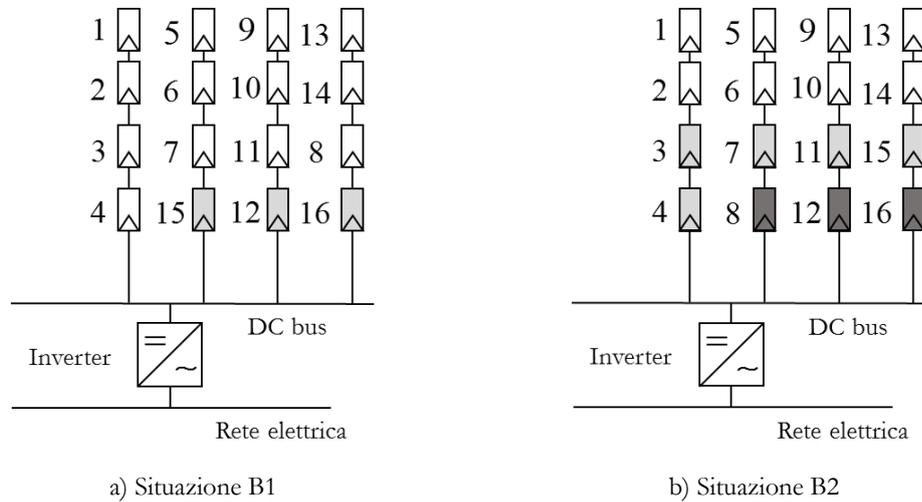


Figura 83 Topologie riconfigurate del campo 2 (Di Dio et al.)

TABELLA 40 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 2 (DI DIO ET AL.)

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia riconfigurata	
		P_{MP} [W]	MLI%	P_{MP} [W]	MLI%
Situazione B1	3355	2566	23.51	2944	12.24
Situazione B2	2579	1911	25.87	1911	25.87

3.3.1.4 Reconfiguration methodology of shaded photovoltaic panels to maximize the produced energy (dos Santos et al.)

Descrizione

In [71] gli autori, anche sulla base dei risultati presentati in [72], propongono un sistema di riconfigurazione che colleghi i moduli in maniera tale che i moduli ombreggiati vengano collegati in stringa fra di loro. La implementazione dell'algoritmo di riconfigurazione viene effettuata facendo ricorso alla "Rough Sets Theory" (Teoria degli insiemi approssimati). Nel simulatore presentato, i moduli ombreggiati vengono individuati attraverso la misura della corrente fotogenerata. In particolare un modulo viene considerato come ombreggiato se ha una corrente fotogenerata che si differenzia per più del 15% dalla corrente di riferimento.

Il sistema, sulla base di una tabella preimpostata, provvede alla riconfigurazione delle connessioni.

Simulazioni

La Figura 84 riporta le topologie riconfigurate del campo 1 nelle due situazioni previste. Nella situazione A1 il sistema, di fatto, non si attiverà essendo presente un solo modulo ombreggiato. Nella situazione A2 il sistema non effettuerà alcuna riconfigurazione perché moduli ombreggiati si trovano nella stessa stringa. La Tabella 41 riporta i valori di potenza e $MLI_{\%}$ ottenuti dalle simulazioni.



Figura 84 Topologie riconfigurate del campo 1 (dos Santos et al.)

TABELLA 41 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 1 (DOS SANTOS ET AL.)

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia riconfigurata	
		P_{MP} [W]	$MLI_{\%}$	P_{MP} [W]	$MLI_{\%}$
Situazione A1	1279	1006	21.34	1006	21.34
Situazione A2	1070	886	17.14	886	17.14

La Figura 85 riporta le topologie riconfigurate del campo 2 nelle due situazioni previste. La Tabella 42 riporta i risultati delle simulazioni condotte nelle 2 condizioni ambientali previste.

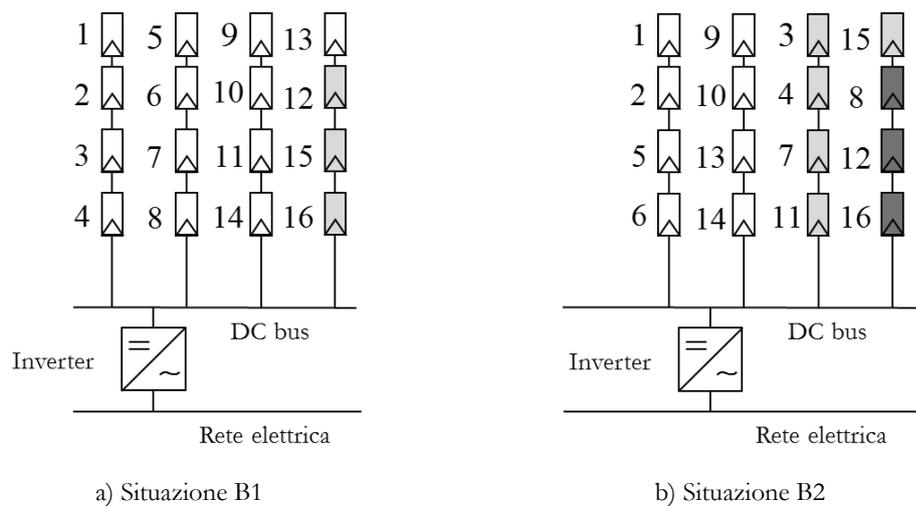


Figura 85 Topologie riconfigurate del campo 2 (dos Santos et al.)

TABELLA 42 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 2 (DOS SANTOS ET AL.)

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia riconfigurata	
		P_{MP} [W]	MLI%	P_{MP} [W]	MLI%
Situazione B1	3355	2566	23.51	3195	4.77
Situazione B2	2579	1911	25.87	2539	1.52

3.3.2 Riconfigurazioni su topologie TCT

Per poter effettuare un raffronto con i metodi di riconfigurazione su topologie SP le simulazioni sono state condotte prendendo a riferimento gli stessi moduli e le stesse condizioni ambientali utilizzati per le riconfigurazioni su topologie SP. La Figura 86 riporta, quindi, le topologie dei due campi fotovoltaici utilizzati per le simulazioni.

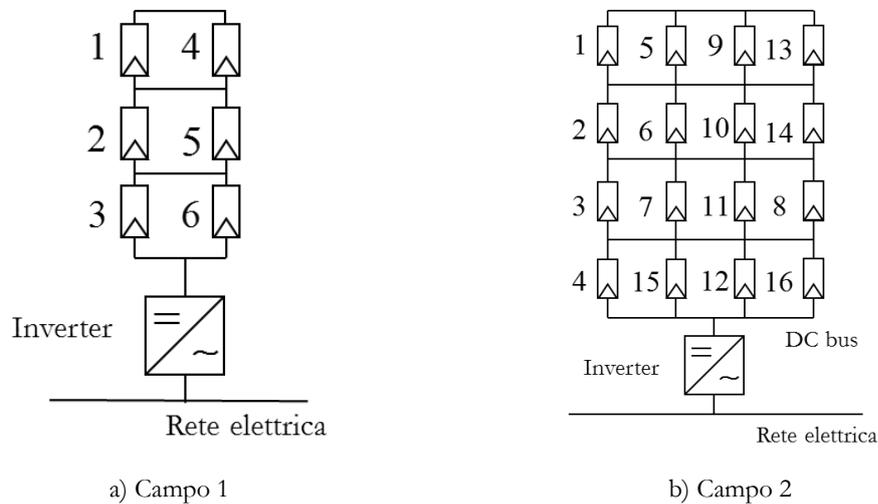


Figura 86 Campi fotovoltaici utilizzati per le simulazioni

Effettuando le simulazioni per la topologia di Figura 86 a) nelle condizioni ambientali riportate in Tabella 29 e Tabella 30 si sono ottenuti i risultati riportati in Tabella 43.

TABELLA 43 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 1 CON TOPOLOGIA TCT

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia TCT	
		P_{MP} [W]	MLI%	P_{MP} [W]	MLI%
Situazione A1	1279	1006	21.34	1039	18.78
Situazione A2	1070	886	17.14	907	15.19

Effettuando le simulazioni per la topologia di Figura 86 b) nelle condizioni ambientali riportate in nella Tabella 31 e nella Tabella 32 si sono ottenuti i risultati riportati in Tabella 44.

TABELLA 44 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 2 CON TOPOLOGIA TCT

	P_{th} [W]	Topologia SP		Topologia TCT	
		P_{MP} [W]	MLI%	P_{MP} [W]	MLI%
Situazione B1	3355	2566	23.51	2788	16.91
Situazione B2	2579	1911	25.87	1952	24.29

3.3.2.1 Electrical PV Array Reconfiguration Strategy for Energy Extraction Improvement in Grid-Connected PV Systems (Velasco-Quesada et al.)

Descrizione

Gli autori presentano in [84] un sistema messo a punto sulla base di quanto da loro pubblicato in [73–75] per la riconfigurazione di un campo fotovoltaico realizzato secondo una topologia TCT (Figura 87).

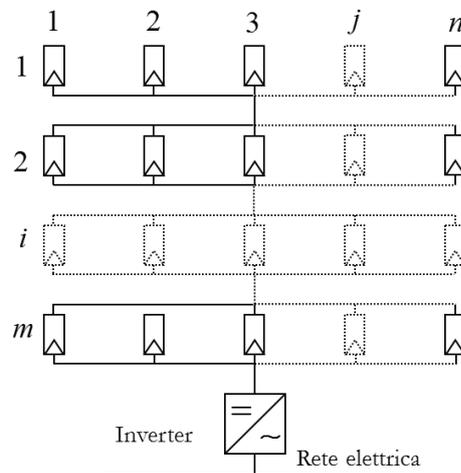


Figura 87 Topologia TCT

La strategia di riconfigurazione proposta si basa su due assunzioni [84]:

- il punto di massima potenza di moduli connessi in parallelo non è fortemente influenzato dall'irraggiamento su ciascun modulo
- la corrente che fluisce attraverso una serie di moduli fotovoltaici collegati in parallelo è quasi proporzionale all'irraggiamento su ogni modulo.

Sulla base di queste asserzioni essi propongono una strategia di riconfigurazione che ha come obiettivo la equalizzazione dell'irraggiamento sulle varie serie di moduli connessi in parallelo. L'obiettivo è rendere, per quanto possibile, uguale l'irraggiamento medio sulle serie di moduli.

Si prenda a riferimento il campo fotovoltaico di Figura 87, costituito dalla serie di m righe ciascuna costituita da n moduli in parallelo, per ciascuna delle sue righe è possibile calcolare l'irraggiamento medio. In particolare l'irraggiamento medio sulla riga i -esima è dato da:

$$G_i = \frac{\sum_{j=1}^n G_{ij}}{n} \quad (85)$$

dove G_{ij} è l'irraggiamento sul j -esimo modulo della riga i -esima.

La riconfigurazione tenderà ad ottenere la configurazione nella quale lo scarto tra l'irraggiamento medio tra le righe sia minimo, tenderà, cioè, a quella configurazione per la quale sia minimo l'*Irradiance Equalization Index* (M_{IE}). Essendo quest'indice stato definito come:

$$M_{IE} = \max(G_1, G_2, \dots, G_i, \dots, G_m) - \min(G_1, G_2, \dots, G_i, \dots, G_m) \quad (86)$$

La tecnica di riconfigurazione proposta richiede, quindi, la conoscenza dell'irraggiamento su ciascun modulo del campo. Visto che l'incremento dei costi legato all'adozione dei sensori di irraggiamento non sarebbe giustificato dall'incremento di producibilità gli autori stimano il valore dell'irraggiamento sulla base dei valori di tensione e corrente di ciascun modulo. In particolare essi pongono [74]:

$$G_{ij} = \alpha \left[I_{ij} + I_0 \left(e^{V_{ij}/(N_{cs}V_t)} - 1 \right) \right] \quad (87)$$

La eq. (87) deriva dalla equazione (17) che lega la corrente alla tensione del modulo nel modello a 4 parametri. In questa sono state trascurate:

- la caduta di tensione sulla resistenza serie del modello a 4 parametri
- la dipendenza di I_L dalla temperatura
- la dipendenza di I_0 dalla temperatura
- la dipendenza di V_t dalla temperatura.

D'altro canto, non potrebbero fare altrimenti in quanto essi non prevedono di misurare la temperatura dei vari moduli.

Il numero di configurazioni possibili per il campo di Figura 87 è pari a:

$$N_{conf} = \frac{(m \cdot n)!}{m! \cdot (n!)^m} \quad (88)$$

Ma non tutte queste configurazioni forniscono valori di tensione e corrente compatibili con gli inverter per il collegamento alla rete. Per assicurare ciò è possibile restringere le possibili configurazioni a quelle che garantiscono un numero di moduli per riga pari a n . In questo caso sono richiesti un numero di *switch* a m vie pari a:

$$N_{sw} = 2 \cdot m \cdot n \quad (89)$$

La Figura 88 riporta il sistema di interconnessione di un campo fotovoltaico composto da 9 moduli connessi a costituire 3 righe la cui topologia è riportata in Figura 89.

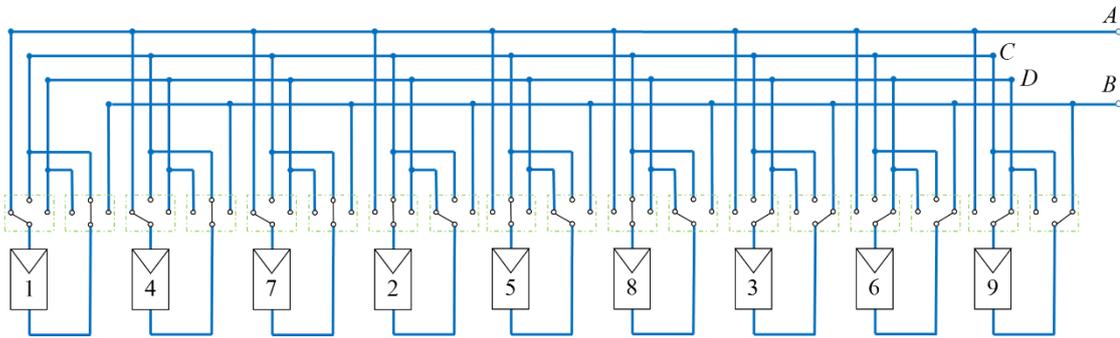


Figura 88 Sistema di interconnessione del campo fotovoltaico

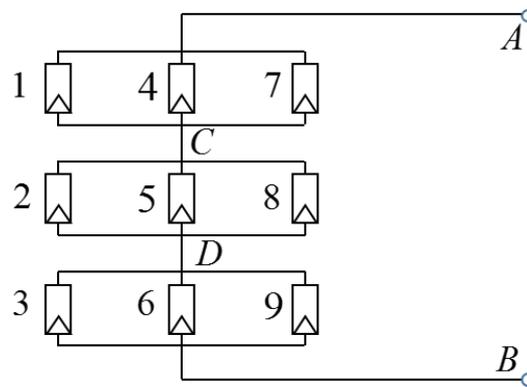


Figura 89 Topologia del campo fotovoltaico

Per garantire valori di tensione e corrente adatti all'inverter utilizzato, per ridurre il numero di *switch* necessari e il numero di configurazioni tra le quali effettuare la ricerca della configurazione che garantisce il più basso M_{IE} , è possibile suddividere il campo fotovoltaico in [75] (Figura 90):

- una parte fissa, per la quale non sono possibili riconfigurazioni
- una parte dinamica, per la quale è possibile effettuare delle variazioni nelle connessioni.

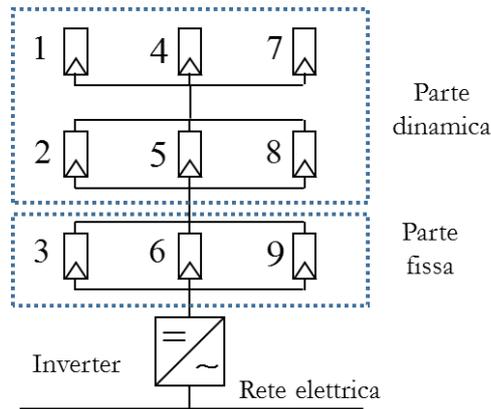


Figura 90 Campo fotovoltaico con una parte fissa ed una parte dinamica

Simulazioni

Il campo A, sia nelle condizioni ambientali A1 che A2, non viene riconfigurato, in quanto non sono possibili configurazioni che riducano il M_{IE} .

La Figura 91 riporta le topologie riconfigurate del campo B nella situazione B1 e nella situazione B2. I dati ottenuti dalle simulazioni sono riportati nella Tabella 45.

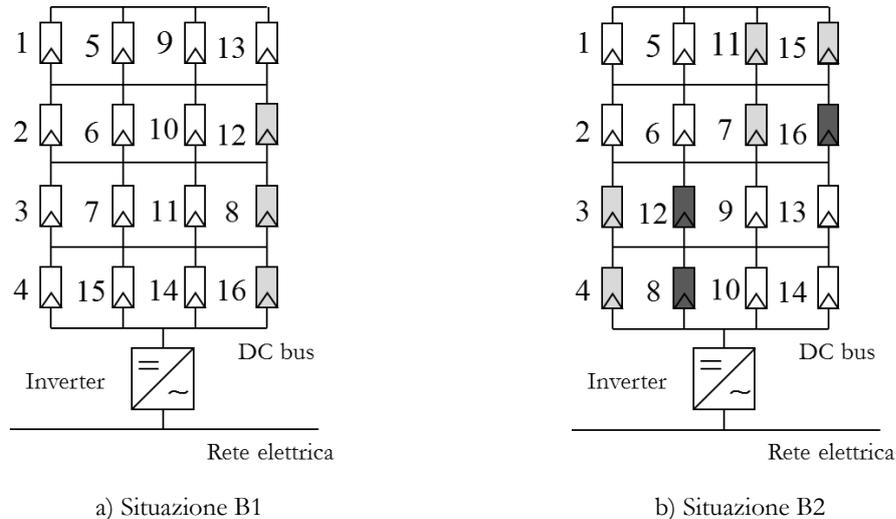


Figura 91 Topologie riconfigurate del campo 2 (Velasco-Quesada et al.)

TABELLA 45 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 2 CON TOPOLOGIA TCT (VELASCO-QUESADA ET AL.)

	P_{th} [W]	Topologia TCT			Topologia riconfigurata		
		P_{MP} [W]	MLI%	M_{IE} [W/m ²]	P_{MP} [W]	MLI%	M_{IE} [W/m ²]
Situazione B1	3355	2788	16.91	350	3260	2.83	175
Situazione B2	2579	1952	24.29	350	2561	0.68	50

3.3.2.2 An Adaptive Solar Photovoltaic Array Using Model-Based Reconfiguration Algorithm (Nguyen et al.)

Descrizione

In [76] e in [77] gli autori propongono un sistema di riconfigurazione che non agisce sull'intero campo ma solo su una parte limitata di esso allo scopo di:

- favorire la equalizzazione dell'irraggiamento medio sulle righe connesse in serie
- ridurre il numero di sensori utilizzati
- ridurre il numero di *switch* utilizzati
- ridurre i tempi di esecuzione dell'algoritmo di riconfigurazione.

Gli autori prendono a riferimento un campo composto da:

- una parte fissa di dimensione ($m \times n$), per la quale non sono possibili riconfigurazioni
- una parte dinamica costituita da m elementi ciascuno collegabile in parallelo ad ognuna delle m righe.

L'aver scelto il numero degli elementi della parte dinamica uguale al numero delle righe consente di far sì che, in condizioni di uniforme irraggiamento, il campo venga esercito con una topologia TCT con m righe e $(n+1)$ colonne.

La metodologia richiede l'uso di:

- un sensore di corrente e un sensore di tensione per ciascun elemento della parte dinamica, un sensore di tensione per la prima riga della parte fissa e un sensore di tensione per la serie delle righe

Gli autori propongono 2 algoritmi per riconfigurazione:

- “*Bubble-Sort*”
- “*Model-Based*”.

In entrambi i metodi la condizione di parziale ombreggiamento viene individuata confrontando la tensione totale del campo divisa per il numero delle righe con la tensione della prima riga. Si possono verificare 2 casi:

- caso 1 la tensione della riga è compresa all'interno di un intervallo di ampiezza δ , prefissato, della tensione del campo diviso il numero di righe
- caso 2 la tensione della riga è esterna all'intervallo visto prima.

Nel caso 1 il campo è considerato uniformemente irraggiato, mentre nel caso 2 è considerato parzialmente ombreggiato e viene, quindi, riconfigurato.

Metodo “Bubble-Sort”

Il collegamento dei moduli della parte dinamica in parallelo alle righe viene eseguito collegando i moduli con la tensione a vuoto più alta con le righe a tensione più bassa.

Per poter far ciò il sistema:

- disconnette i moduli della parte dinamica e misura la tensione a vuoto di ciascuno di essi
- misura la tensione di ciascuna riga della parte statica.

Il campo riconfigurato è un campo con una topologia TCT e con m righe e $(n+1)$ colonne.

Metodo “Model-Based”

In questo caso si fa ricorso al modello a 5 parametri per la determinazione della corrente fotogenerata da ciascun modulo ed effettuare una riconfigurazione che colleghi in parallelo alle righe un numero non costante di moduli della parte dinamica ma tale da equilibrare la corrente generata in ciascuna riga della serie.

La corrente fotogenerata dall’ i -esimo modulo della parte dinamica viene valutata sulla base della tensione a vuoto dall’ i -esimo modulo ($V_{oc}(i)$) utilizzando la eq. (90) ricavata dalla eq. (24) per la condizione a vuoto.

$$I_L(i) = I_0 \left[e^{\frac{q V_{oc}(i)}{k \gamma N_{cs} T_c} - 1} \right] + \frac{V_{oc}(i)}{R_{sh}} \quad (90)$$

La corrente fotogenerata dell’insieme dei moduli della j -esima riga della parte statica viene valutata sulla base della tensione della j -esima riga ($V(j)$) e della corrente erogata dal campo fotovoltaico, I , utilizzando la eq. (91) ricavata anch’essa dalla eq. (24).

$$I_L(j) = I + n I_0 \left[e^{\frac{q (V(j) + IR_s)}{k \gamma N_{cs} T_c} - 1} \right] + \frac{V(j) + IR_s}{R_{sh}} \quad (91)$$

Dalle eqs. (90) e (91) risulta evidente che è necessario effettuare o la misura della temperatura di tutti i moduli o effettuare la misura di almeno una temperatura e fare l’approssimazione che tutti i moduli si trovino alla stessa temperatura.

Ottenute le correnti fotogenerate dagli elementi della parte dinamica e dalle righe della parte statica si procede alla esecuzione dei paralleli.

Il campo riconfigurato è un campo con una topologia TCT e con m righe ed un numero di colonne che può essere differente tra le varie righe ma non inferiore a n .

Simulazioni

Vista la strategia di riconfigurazione adottata in questo caso le simulazioni per il campo 1 non sarebbero significative e non sono state quindi condotte.

Per il campo 2, prima di eseguire le simulazioni, è necessario identificare la parte statica e la parte dinamica. Si è scelto di considerare come riconfigurabili i moduli 13, 14, 15 e 16 (Figura 92).

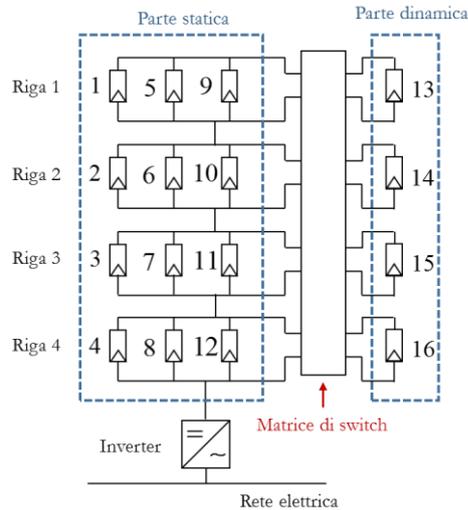


Figura 92 Topologia campo 2 per le simulazioni

Le simulazioni sono state condotte nelle due condizioni ambientali e utilizzando i due algoritmi. La Tabella 46 riporta i valori delle tensioni ottenute dalle simulazioni condotte per il campo 2 nelle condizioni B1 e B2, disconnettendo la parte riconfigurabile.

TABELLA 46 TENSIONI NEL CAMPO 1 - PARTE DINAMICA E STATICA

	V_{oc} [V]				V [V]			
	Modulo 13	Modulo 14	Modulo 15	Modulo 16	Riga 1	Riga 2	Riga 3	Riga 4
Situazione B1	43.65	43.65	41.50	41.50	38.31	38.31	38.31	32.40
Situazione B2	43.25	43.25	42.74	42.02	40.03	40.03	38.47	32.80

La Tabella 47 riporta, invece, le correnti fotogenerate dai moduli della parte dinamica, a circuito aperto, e dalle righe della parte statica a carico ma non connesse alla parte dinamica.

TABELLA 47 CORRENTI FOTOGENERATE NEL CAMPO 1 - PARTE DINAMICA E STATICA

	I_L [A]				I_L [A]			
	Modulo 13	Modulo 14	Modulo 15	Modulo 16	Riga 1	Riga 2	Riga 3	Riga 4
Situazione B1	7.42	7.42	2.22	2.22	22.17	22.17	22.17	16.93
Situazione B2	5.94	5.94	4.45	2.97	17.75	17.75	13.30	10.33

Metodo “Bubble-Sort”

La Figura 93 riporta le topologie riconfigurate, utilizzando l’algoritmo Metodo “Bubble-Sort”, del campo B nella situazione B1 e nella situazione B2. I dati ottenuti dalle simulazioni sono riportati nella Tabella 48.

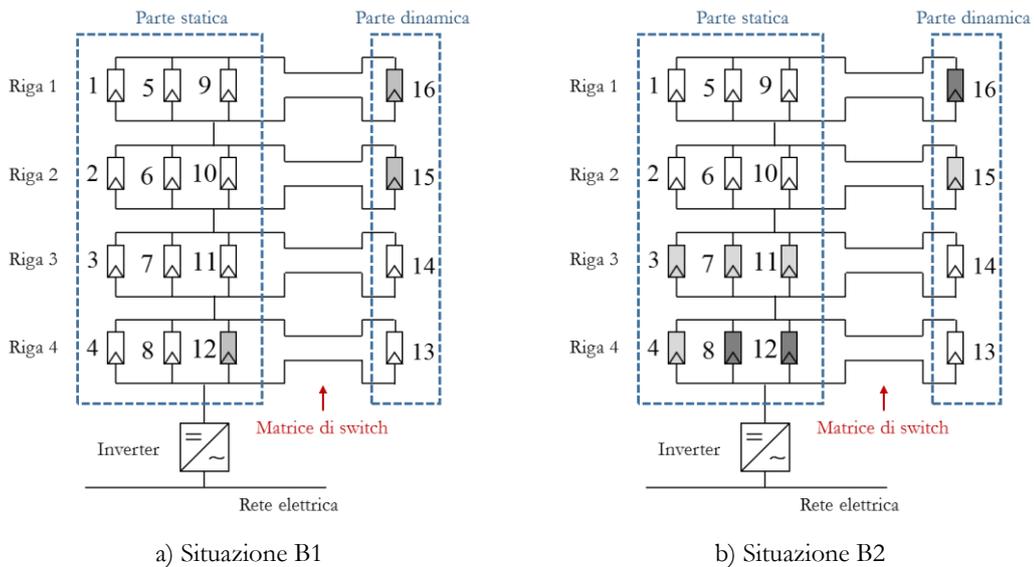


Figura 93 Topologie riconfigurate del campo 2 (Nguyen et al. - Metodo “Bubble-Sort”)

TABELLA 48 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 2 CON TOPOLOGIA TCT (NGUYEN ET AL. - METODO “BUBBLE-SORT”)

	P_{th} [W]	Topologia TCT			Topologia riconfigurata		
		P_{MP} [W]	MLI%	M_{IE} [W/m ²]	P_{MP} [W]	MLI%	M_{IE} [W/m ²]
Situazione B1	3355	2788	16.91	350	3260	2.83	175
Situazione B2	2579	1952	24.29	350	2326	9.80	200

Metodo “*Model-Based*”

In questo caso il numero dei moduli da collegare in parallelo alle varie righe non è predeterminato ma dipende dalle correnti fotogenerate. Di seguito sono esposte le simulazioni condotte per le due diverse condizioni ambientali. In particolare la Tabella 49 riporta i dati dei passaggi della riconfigurazione per la situazione B1 mentre la Tabella 50 gli stessi dati per la riconfigurazione nella situazione B2.

TABELLA 49 PASSI DELLA RICONFIGURAZIONE 2 SITUAZIONE B1 (NGUYEN ET AL. - METODO “*MODEL-BASED*”)

Passo	Composizione righe (<i>n</i> moduli)				I_L [A]			
	Riga 1	Riga 2	Riga 3	Riga 4	Riga 1	Riga 2	Riga 3	Riga 4
0	1 5 9	2 6 10	3 7 11	4 8 12	22.17	22.17	22.17	16.93
1	1 5 9	2 6 10	3 7 11	4 8 12 13	22.15	22.15	22.15	23.99
2	1 5 9 14	2 6 10	3 7 11	4 8 12 13	29.56	22.14	22.14	24.02
3	1 5 9 14	2 6 10 15	3 7 11	4 8 12 13	29.56	24.05	22.14	24.05
4	1 5 9 14	2 6 10 15	3 7 11 16	4 8 12 13	29.55	24.22	24.22	24.22

TABELLA 50 PASSI DELLA RICONFIGURAZIONE 2 SITUAZIONE B2 (NGUYEN ET AL. - METODO “*MODEL-BASED*”)

Passo	Composizione righe (<i>n</i> moduli)				I_L [A]			
	Riga 1	Riga 2	Riga 3	Riga 4	Riga 1	Riga 2	Riga 3	Riga 4
0	1 5 9	2 6 10	3 7 11	4 8 12	17.75	17.75	13.30	10.33
1	1 5 9	2 6 10	3 7 11	4 8 12 13	17.74	17.74	13.29	16.12
2	1 5 9	2 6 10	3 7 11 14	4 8 12 13	17.72	17.72	19.17	16.22
3	1 5 9	2 6 10	3 7 11 14	4 8 12 13 15	17.72	17.72	19.17	20.55
4	1 5 9 16	2 6 10	3 7 11 14	4 8 12 13 15	20.54	17.71	19.17	20.56

La Tabella 51 riporta i risultati al termine delle simulazioni condotte per il campo 2 nelle due condizioni ambientali previste utilizzando il metodo “*Model Based*”.

TABELLA 51 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI PER IL CAMPO 2 CON TOPOLOGIA TCT (NGUYEN ET AL. - METODO “*MODEL-BASED*”)

	P_{th} [W]	Topologia TCT			Topologia riconfigurata		
		P_{MP} [W]	MLI%	M_{IE} [W/m ²]	P_{MP} [W]	MLI%	M_{IE} [W/m ²]
Situazione B1	3355	2788	16.91	350	3260	2.83	175
Situazione B2	2579	1952	24.29	350	2485	3.63	240

3.3.2.3 Analisi dei risultati delle simulazioni

In Tabella 52, Tabella 53, Tabella 54 e Tabella 55 sono riassunti i risultati ottenuti dalle varie simulazioni condotte. Da esse si evince che:

- per campi fotovoltaici di piccola potenza con adeguati sistemi di riconfigurazione si possono ottenere con la configurazione SP prestazioni paragonabili, se non superiori, a campi con topologia TCT
- la configurazione TCT, a fronte di un maggiore costo di impianto, garantisce in condizioni di parziale ombreggiamento, una maggiore produzione di energia
- per il campo 2, nelle condizioni simulate il metodo “*Model Based*” proposto da *Nguyen et al.* costituisce un buon compromesso tra l’esigenza di aumentare la producibilità e l’esigenza di contenimento dei costi della sensoristica e del sistema di *switching*
- tra le riconfigurazioni su topologia SP la metodologia proposta da *dos Santos et al.* risulta più vantaggiosa all’aumentare delle stringhe in parallelo.

TABELLA 52 POTENZE NEL MPP NELLE VARIE CONFIGURAZIONI PER IL CAMPO 1

Situazione	Pth [W]	Topologia SP					Topologia TCT		
		PMP [W]					PMP [W]		
		SP	Alahmad et al.	Patnaik et al.	Di Dio et al.	dos Santos et al.	TCT	Velasco-Quesada et al.	Nguyen et al.
A1	1279	1006	1208	1006	1006	1006	1039	1039	-----
A2	1070	886	778	886	778	886	907	907	-----

TABELLA 53 MLI% NELLE VARIE CONFIGURAZIONI PER IL CAMPO 1

Situazione	Pth [W]	Topologia SP					Topologia TCT		
		MLI% [%]					MLI% [%]		
		SP	Alahmad et al.	Patnaik et al.	Di Dio et al.	dos Santos et al.	TCT	Velasco-Quesada et al.	Nguyen et al.
A1	1279	21.34	5.60	21.34	21.34	21.34	18.78	18.78	-----
A2	1070	17.14	27.23	17.14	27.24	17.14	15.19	15.19	-----

TABELLA 54 POTENZE NEL MPP NELLE VARIE CONFIGURAZIONI PER IL CAMPO 2

Situazione	Pth [W]	Topologia SP PMP [W]					Topologia TCT PMP [W]			
		SP	Alahmad et al.	Patnaik et al.	Di Dio et al.	dos Santos et al.	TCT	Velasco-Quesada et al.	Nguyen et al. Bubble-Sort	Model-Based
B1	3355	2566	3140	2898	2944	3195	2788	3260	3260	3260
B2	2579	1911	2142	2142	1911	2539	1952	2561	2326	2485

TABELLA 55 MLI% NELLE VARIE CONFIGURAZIONI PER IL CAMPO 2

Situazione	Pth [W]	Topologia SP MLI% [%]					Topologia TCT MLI% [%]			
		SP	Alahmad et al.	Patnaik et al.	Di Dio et al.	dos Santos et al.	TCT	Velasco-Quesada et al.	Nguyen et al. Bubble-Sort	Model-Based
B1	3355	23.51	6.41	13.61	12.24	4.77	16.91	2.83	2.83	2.83
B2	2579	25.87	16.93	16.94	25.87	1.52	24.29	0.68	9.80	3.63

Capitolo 4: Progettazione e realizzazione di un dispositivo per la riconfigurazione di un campo FV di piccola potenza

Sulla base degli studi effettuati è stato progettato e realizzato un prototipo di sistema per la riconfigurazione di un campo fotovoltaico di piccola potenza.

Il sistema è stato progettato per un campo fotovoltaico costituito da 6 moduli, connessi nella topologia SP a costituire due stringhe da 3 moduli ciascuna.

Per la progettazione del dispositivo e per la successiva messa a punto del banco di prova sono stati utilizzati i moduli fotovoltaici, disponibili presso lo SDESLab dell'Università degli Studi di Palermo, che hanno i dati di targa riportati nella Tabella 56 [78].

TABELLA 56 DATI CARATTERISTICI DEI MODULI FOTOVOLTAICI DEL CAMPO IN STC

Parametro	Valore
P_{MP}^{ref}	215 [W]
I_{sc}^{ref}	8.21 [A]
V_{oc}^{ref}	36.37 [V]
I_{MP}^{ref}	7.59 [A]
V_{MP}^{ref}	28.27 [V]

Lo schema a blocchi del sistema di riconfigurazione progettato è riportato nella Figura 94.

Come si evince dallo schema a blocchi esso è costituito da:

- un insieme di sensori con relativi circuiti di condizionamento
- un sistema di controllo
- un insieme di attuatori con i relativi circuiti di condizionamento.

Il sistema richiede la acquisizione dei valori delle seguenti grandezze elettriche:

- tensione ai capi di ciascun modulo fotovoltaico del campo
- corrente su ciascuna stringa del campo.

4.1 Scelta dei componenti

Di seguito vengono espone le scelte effettuate per i vari componenti utilizzati nella realizzazione del dispositivo per la riconfigurazione.

Nella scelta del sensore di tensione per la misura della tensione ai capi dei moduli fotovoltaici è necessario tenere conto che, pur essendo il valore della tensione da misurare inferiore ai 50 V , il componente può trovarsi a tensioni rispetto a massa comprese tra i 100 V e i 150 V . Bisogna anche tenere conto che, viste le tensioni rispetto a massa, è necessario, effettuare la separazione galvanica tra i sensori e il sistema di controllo per garantire la necessaria sicurezza.

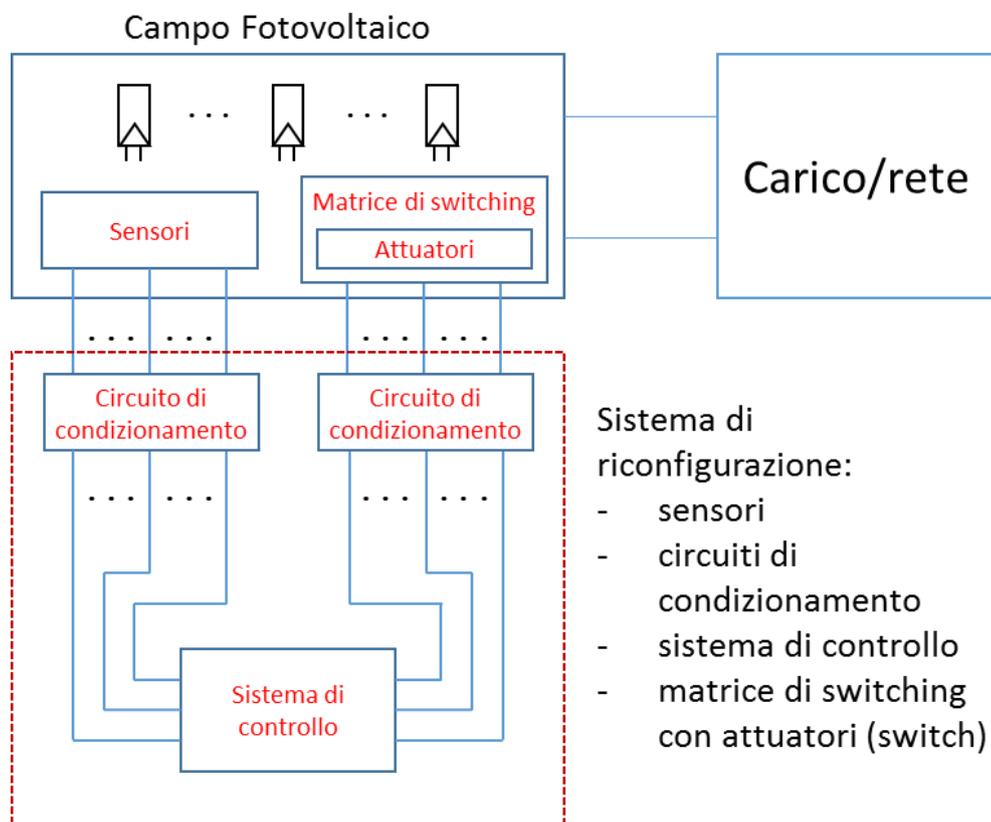


Figura 94 Schema a blocchi del sistema di riconfigurazione

Sulla base di queste considerazioni si è scelto di utilizzare un sensore ad effetto Hall ed in particolare il "Voltage Transducer LV 25-P" (Figura 95) [79].

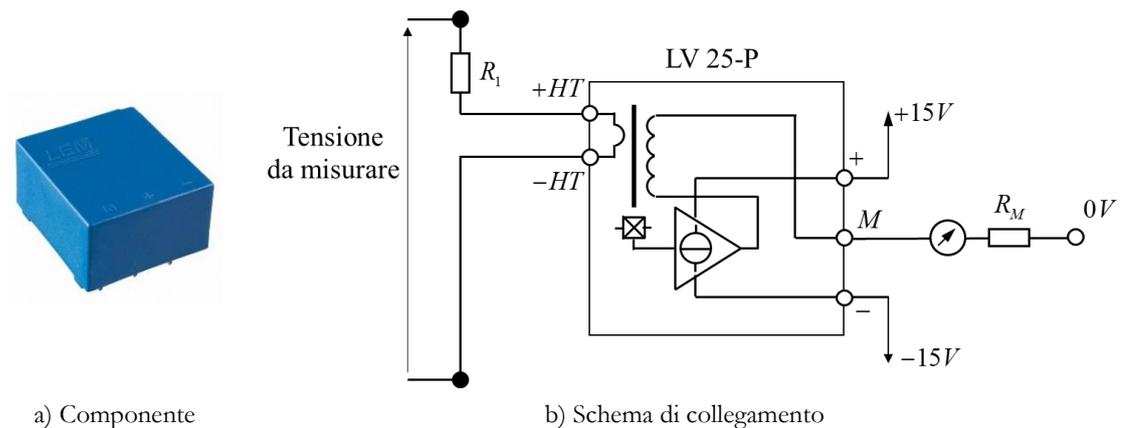


Figura 95 Sensore di tensione LV 25-P

Il sensore effettua una misura indiretta della tensione. Esso misura, infatti, la corrente che circola sulla resistenza R_M , proporzionale alla corrente che attraversa il dispositivo dal terminale dal $+HT$ al terminale $-HT$ che, a sua volta, è proporzionale alla tensione da misurare.

Il valore della resistenza della R_I deve essere tale per cui il valore della corrente in ingresso al dispositivo sia compreso $0 \div 10 \text{ mA}$ e tale da garantire di sfruttare tutto quest'ultimo intervallo.

La scelta delle resistenze R_I ed R_M incide sul valore della tensione in uscita che deve essere:

- compatibile con il range di tensione accettato dal sistema di controllo
- tale da sfruttare tutto il range di tensione disponibile in ingresso al sistema di controllo.

Supponendo che la tensione massima da misurare sia pari alla tensione a vuoto in STC e che le tensioni accettabili in ingresso al sistema di controllo siano quelle tra 0 V e 5 V, le resistenze commerciali scelte sono:

- $R_I = 2550 \Omega$
- $R_M = 150 \Omega$.

I sensori di corrente sono utilizzati per la misura della corrente di ciascuna stringa la loro portata deve, quindi, essere di circa 10 A. Anche in questo caso è preferibile utilizzare dispositivi che isolino galvanicamente il circuito di potenza dal circuito di controllo.

Il componente scelto è “*Current Transducer HX 10 P*” (Figura 96) [80].



Figura 96 Sensore di corrente HX 10-P

Questo componente fornisce in uscita un segnale di tensione proporzionale alla corrente in ingresso. Per l'acquisizione da parte del sistema di controllo, in uscita dal sensore viene collegata una resistenza di 10 k Ω in maniera tale ottenere un segnale di tensione compatibile con il range di tensione del sistema di controllo.

Per la realizzazione del sistema di controllo e l'implementazione degli algoritmi di controllo si è deciso di utilizzare Arduino Mega 2560 una scheda a microcontrollore con installato un microcontrollore ATmega2560 (Figura 97) [81].



Figura 97 Arduino Mega 2560

Il controllore scelto garantisce facilità di installazione, collegamento e programmazione. La scheda è dotata di un proprio software di programmazione ed è collegabile al pc tramite porta USB. Le caratteristiche della scheda scelta sono riportate in Tabella 57.

TABELLA 57 DATI CARATTERISTICI DELLA SCHEDA SCELTA

Microcontroller	ATmega2560
Tensione di lavoro	5V
Tensione d'ingresso (raccomandato)	7-12 V
Tensione d'ingresso (limiti)	6-20 V
PIN Digital I/O	54
PIN Analogici d'ingresso	16
Massima corrente continua per i PIN di I/O	40 mA
DC Current for 3.3V Pin	50 mA
Memoria Flash	256 KB
Frequenza di Clock	16 MHz

Per la realizzazione del sistema di riconfigurazione si procederà anche alla misura della temperatura di uno dei moduli. Il sensore scelto è il LM 35 [82]. Tra i vantaggi di questo sensore vi è il fatto che esso fornisce un segnale d'uscita che è compatibile con la scheda di controllo [89].

4.2 Matrice di switching con attuatori

La matrice di *switching* deve essere in grado di modificare le connessioni serie parallelo dei vari moduli e di realizzare i collegamenti dei vari moduli in maniera tale da avere sempre 2 stringhe da 3 moduli ciascuna.

In letteratura sono presenti lavori che realizzano le matrici di *switching*:

- con relè [83], [84]
- con MOSFET [85–87].

Per la realizzazione della matrice di *switching* si è deciso di utilizzare dei relè che garantiscono la separazione galvanica tra la parte di potenza e la parte di controllo e presentano maggiore semplicità di montaggio e comando. Il relè scelto è stato V23061-A1002-A302 (Figura 98) [88].

Questi relè hanno un solo contatto normalmente aperto che viene chiuso applicando alla bobina del relè una tensione compresa tra $3,4\text{ V}$ e 5 V . Il contatto rimane chiuso sino a quando la bobina viene alimentata. La corrente assorbita dalla bobina è compatibile con la corrente massima erogabile dalla scheda di controllo non è quindi necessario un ulteriore circuito di condizionamento.



Figura 98 Relè V23061-A1002-A302

4.3 Schema del dispositivo per la riconfigurazione di un campo FV di piccola potenza

La Figura 99 riporta lo schema complessivo del dispositivo di riconfigurazione progettato.

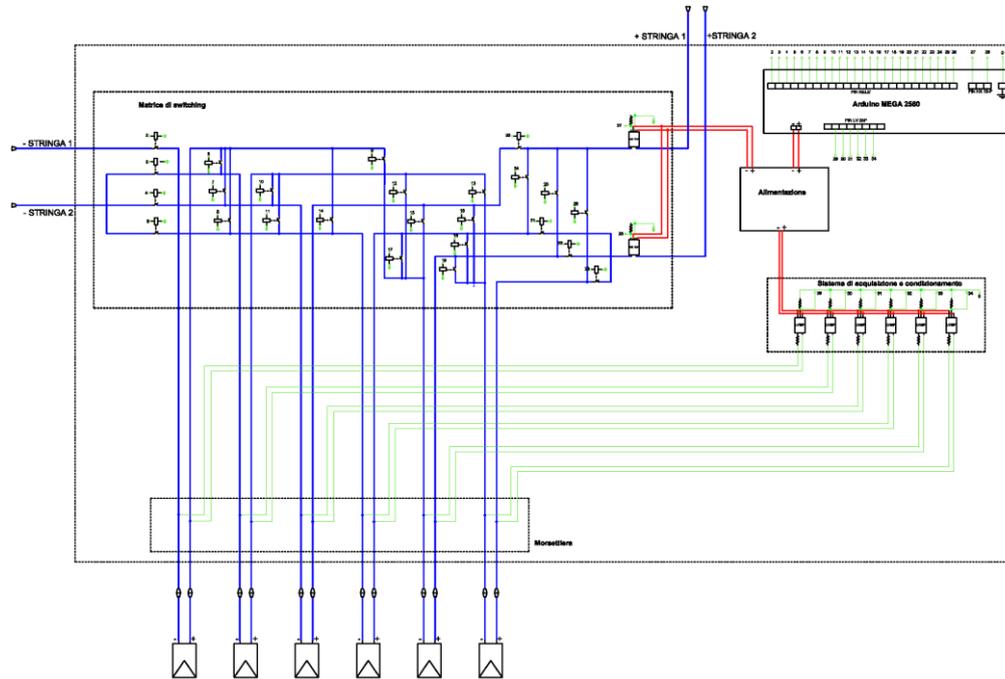


Figura 99 Schema del dispositivo per la riconfigurazione

Il dispositivo è sufficientemente compatto e può essere facilmente connesso ai moduli fotovoltaici del campo, in quanto tutti i sensori di tensione e corrente sono posti sulla *board* e non è, quindi, necessario distribuirli all'interno del campo ciò garantisce anche l'assenza di attenuazione del segnale di misura.

Il sistema realizzato ha una buona flessibilità di utilizzo in quanto:

- consente sia il funzionamento singolo delle stringhe che il funzionamento in parallelo, in maniera da poter effettuare confronti tra le prestazioni nelle due condizioni
- consente l'implementazione di nuove funzionalità quali l'acquisizione dei valori della temperatura dei moduli, di corrente e tensione in uscita dall'inverter o la trasmissione dei dati tramite internet
- consente la verifica dell'efficienza di diversi algoritmi di riconfigurazione vista la semplicità di programmazione del controllore
- consente il funzionamento anche per prove prolungate vista la robustezza e semplicità degli *switch* utilizzati
- rende possibile il funzionamento in campo per periodi anche lunghi grazie alla disponibilità di una scheda di espansione per memorie micro SD e alla

indipendenza dal pc consente la valutazione delle condizioni di funzionamento di ciascuno di essi senza la necessità di disconnetterlo dal campo.

L'acquisizione delle condizioni di funzionamento di tutti i moduli rende possibile la implementazione di algoritmi di diagnosi di guasto per la riduzione delle perdite dovute a mancata produzione.

4.4 Realizzazione del circuito stampato, montaggio dei componenti e collaudo

La progettazione e la realizzazione del circuito stampato è stata eseguita con la collaborazione del “*Power Applications Laboratory*” dell'Università degli Studi di Palermo. In particolare, tra le varie metodologie per la realizzazione dei circuiti stampati, si è deciso di ricavare le piste del circuito tramite fresatura su basetta ramata doppia faccia utilizzando la fresa a controllo numerico disponibile presso lo stesso laboratorio. La Figura 100 riporta una immagine della *board* realizzata.

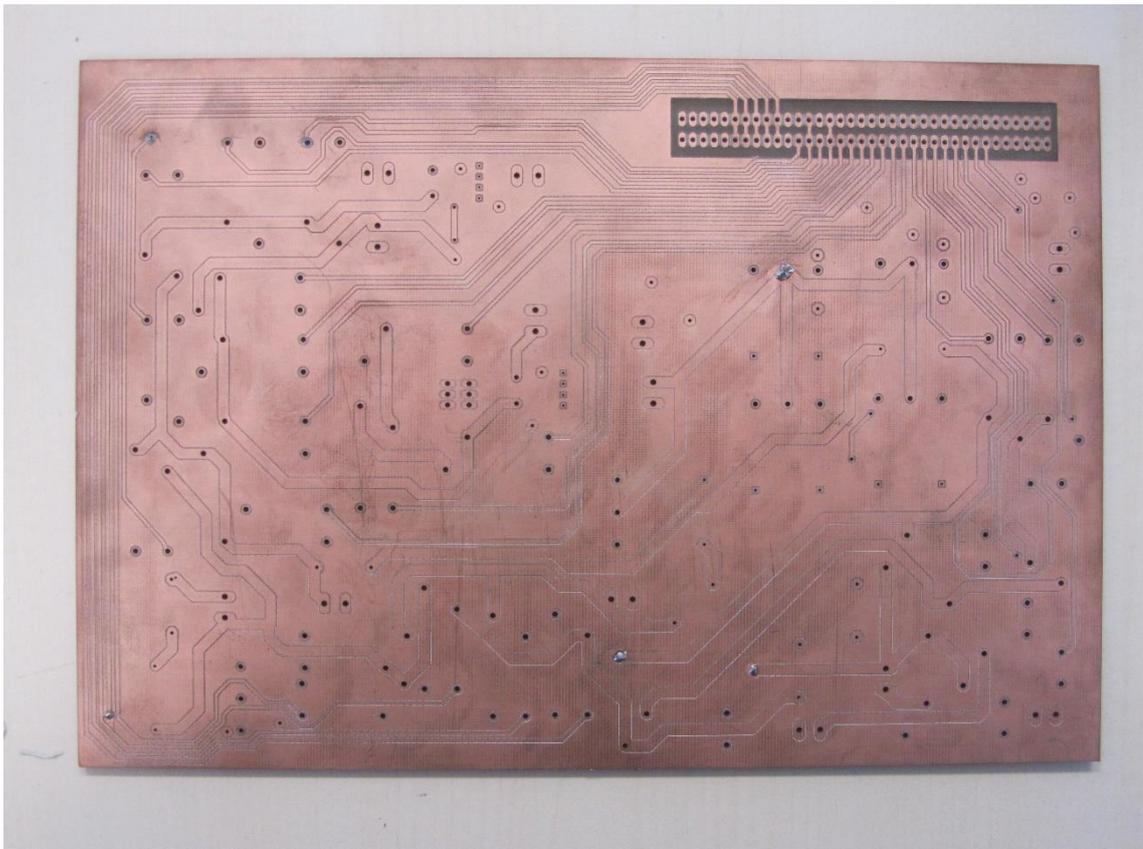


Figura 100 Board per il prototipo di sistema di riconfigurazione

Successivamente si è proceduto al montaggio dei componenti sulla *board* tramite saldatura a stagno (Figura 101).

Terminato il montaggio sono state eseguite delle prove di collaudo, in particolare è:

- stata verificata la continuità elettrica dei percorsi sulla board
- stato verificato il corretto montaggio dei componenti sulla board
- stata verificata la funzionalità dei relè
- stata verificata il corretto funzionamento dei sensori di corrente, tensione e temperatura.

Tutte le prove eseguite hanno avuto esito positivo e si è quindi proceduto alla implementazione del software di riconfigurazione nella scheda di controllo.

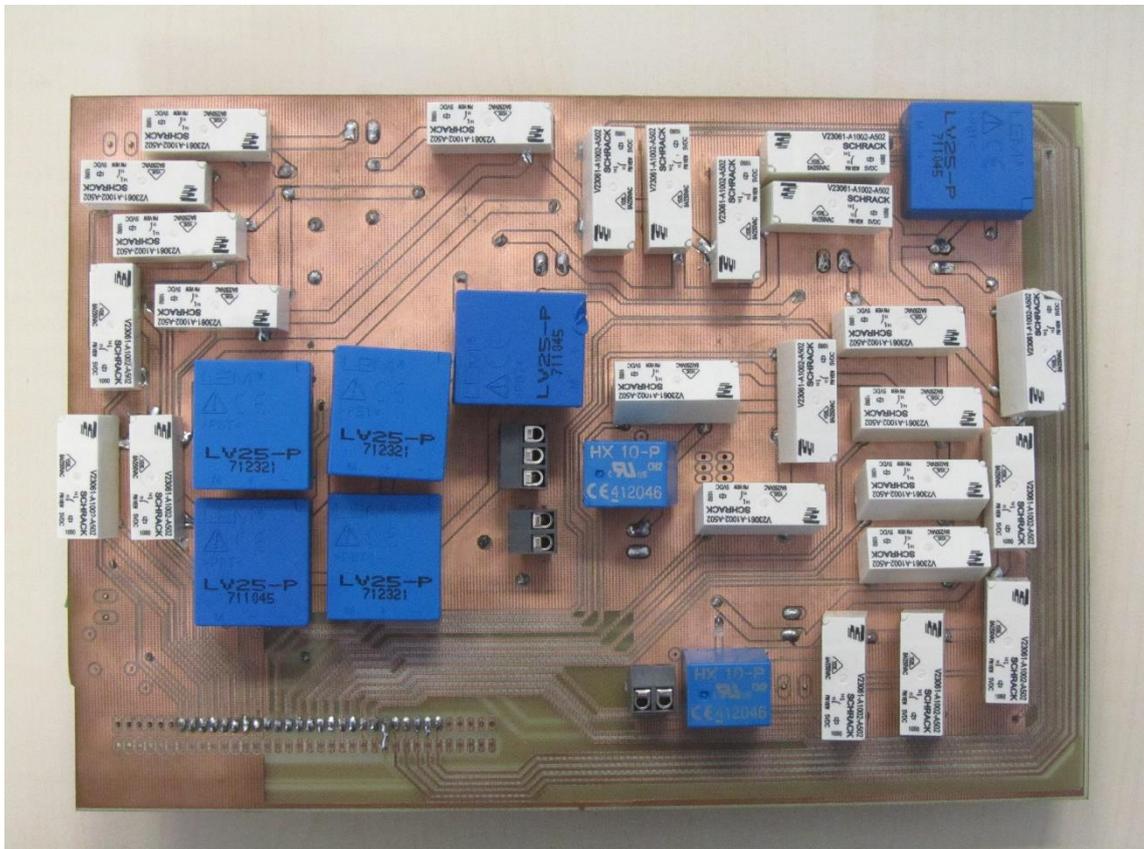


Figura 101 Board con i componenti montati

4.5 Tecnica di riconfigurazione per un campo fotovoltaico di piccola potenza

Il dispositivo progettato è stato utilizzato per la implementazione di una tecnica di riconfigurazione basata sulla equalizzazione dell'irraggiamento sui moduli della stringa.

Per l'attuazione di questa strategia di riconfigurazione è necessaria la determinazione, seppure in maniera approssimata, del valore dell'irraggiamento su ciascun modulo. L'adozione di sensori di irraggiamento complicherebbe eccessivamente il sistema e lo renderebbe troppo costoso, si è quindi fatta la scelta di determinare il valore dell'irraggiamento a partire dai valori di tensione, corrente e temperatura. Il valore di irraggiamento può determinarsi a partire da queste grandezze utilizzando il modello a 4 parametri o il modello a 5 parametri.

Utilizzando il modello a 4 parametri e quindi la eq. (17), si può scrivere:

$$G = \frac{G^{ref}}{I_L^{ref} [\mu_{Isc} (T_c - T_c^{ref})]} \left\{ I + I_0^{ref} \left(\frac{T_c^{ref}}{T_c} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{\gamma N_{cs} k} \left(\frac{1}{T_c^{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{k\gamma N_{cs} T_c}} - 1 \right] \right\} \quad (92)$$

Utilizzando il modello a 5 parametri e quindi la eq. (51), si può scrivere:

$$G = \frac{G^{ref}}{I_L^{ref} [\mu_{Isc} (T_c - T_c^{ref})]} \left\{ I + I_0^{ref} \left(\frac{T_c^{ref}}{T_c} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{\gamma N_{cs} k} \left(\frac{1}{T_c^{ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right]} \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{k\gamma N_{cs} T_c}} - 1 \right] + \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right\} \quad (93)$$

Nelle equazioni (92) e (93) compaiono la temperatura della cella, i parametri dei modelli a 4 e 5 (determinabili con una delle metodologie espone nel capitolo 1). Queste equazioni non comportano la risoluzione di equazioni trascendenti e presentano solo funzioni disponibili nella scheda di controllo scelta [89]. In questa fase si è deciso di utilizzare un solo sensore di temperatura e di trascurare le differenze di temperatura tra i vari moduli.

Il sistema effettua un monitoraggio delle grandezze ad intervalli regolari ed attiva la procedura di riconfigurazione quando sono presenti almeno 2 moduli ombreggiati.

La individuazione dei moduli ombreggiati avviene sulla base della tensione misurata. Si è ritenuto di considerare ombreggiato un modulo quando l'irraggiamento su di esso è più basso rispetto agli due moduli della serie di almeno 100 W/m². Per mettere in relazione questa soglia di irraggiamento con la differenza tra le tensione ai capi dei vari moduli sono state condotte diverse simulazioni, considerando sia il funzionamento della stringa isolata (Tabella 58) che il funzionamento della due stringhe in parallelo.

TABELLA 58 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI CON UN MODULO OMBREGGIATO – STRINGA ISOLATA

Irraggiamento sui moduli [W/m ²]			Tensione sulla stringa [V]	Corrente sulla stringa [A]	Tensione sui moduli [V]		
Modulo 1	Modulo 2	Modulo 3			Modulo 1	Modulo 2	Modulo 3
800	800	700	86.94	5.53	30.10	30.10	26.73
700	700	600	87.17	4.75	30.31	30.31	26.54
600	600	500	87.60	3.96	30.56	30.56	26.48
500	500	400	87.46	3.18	30.76	30.76	25.94
400	400	300	87.66	2.38	31.01	31.01	25.64

Nel funzionamento con 2 stringhe in parallelo sono state condotte 2 serie di simulazioni:

- una prima serie con una stringa (la prima) con un modulo ombreggiato e la seconda uniformemente irraggiata
- una seconda serie con entrambe le stringhe con un modulo ombreggiato.

La Tabella 59 riporta le condizioni di irraggiamento su ciascun modulo delle due stringhe per la prima serie delle simulazioni, la Tabella 60 riporta i risultati di queste simulazioni.

TABELLA 59 IRRAGGIAMENTO SUI MODULI PER LA PRIMA SERIE DI SIMULAZIONI CON LE 2 STRINGHE IN PARALLELO

Irraggiamento sui moduli [W/m ²]					
Stringa 1			Stringa 2		
Modulo 1	Modulo 2	Modulo 3	Modulo 4	Modulo 5	Modulo 6
800	800	700	800	800	800
700	700	600	700	700	700
600	600	500	600	600	600
500	500	400	500	500	500
400	400	300	400	400	400

TABELLA 60 RISULTATI DELLA PRIMA SERIE DI SIMULAZIONI CON UN MODULO OMBREGGIATO – 2 STRINGHE IN PARALLELO

Campo fotovoltaico		Stringhe		Moduli Tensione [V]			
V [V]	I [A]	Stringa 1 corrente [A]	Stringa 2 corrente [A]	Modulo 1	Modulo 2	Modulo 3	Moduli 4-6
86.22	11.56	5.58	5.99	30.00	30.00	26.22	28.74
86.33	10.02	4.79	5.23	30.21	30.21	25.90	28.78
86.43	8.47	4.00	4.47	30.44	30.44	25.55	28.81
86.36	6.92	3.21	3.71	30.68	30.68	25.00	28.79
86.00	5.37	2.41	2.95	30.92	30.92	24.15	28.67

In maniera analoga la Tabella 61 riporta le condizioni di irraggiamento su ciascun modulo delle due stringhe per la seconda serie di simulazioni; la Tabella 62 riporta i risultati delle simulazioni.

TABELLA 61 IRRAGGIAMENTO SUI MODULI PER LA SECONDA SERIE DI SIMULAZIONI CON LE 2 STRINGHE IN PARALLELO

Irraggiamento sui moduli [W/m ²]					
Stringa 1			Stringa 2		
Modulo 1	Modulo 2	Modulo 3	Modulo 4	Modulo 5	Modulo 6
800	800	700	800	800	700
700	700	600	700	700	600
600	600	500	600	600	500
500	500	400	500	500	400
400	400	300	400	400	300

TABELLA 62 RISULTATI DELLA SECONDA SERIE DI SIMULAZIONI CON UN MODULO OMBREGGIATO – 2 STRINGHE IN PARALLELO

Campo fotovoltaico		Stringhe 1 e 2	Moduli Tensione [V]		
V [V]	I [A]	Corrente [A]	Moduli 1 e 4	Moduli 2 e 5	Moduli 3 e 6
86.94	11.07	5.53	30.10	30.10	26.73
87.17	9.51	4.75	30.31	30.31	26.54
87.60	7.91	3.96	30.56	30.56	26.48
87.46	6.36	3.18	30.76	30.76	25.94
87.66	4.76	2.38	31.01	31.01	25.64

Al fine di rendere più leggibili i dati ottenuti dalle simulazioni, si riportano nella Tabella 63 le differenze, in valore assoluto (ΔV) e in percentuale ($\Delta V\%$), delle tensioni sul modulo irraggiato meno le tensioni sul modulo ombreggiato ottenuti dalle simulazioni.

TABELLA 63 REPORT DELLE SIMULAZIONI

Irraggiamento [W/m ²]		Stringa isolata		2 stringhe in parallelo prima serie		2 stringhe in parallelo seconda serie	
Modulo 1	Modulo 3	ΔV [V]	$\Delta V\%$	ΔV [V]	$\Delta V\%$	ΔV [V]	$\Delta V\%$
800	700	3.37	11.18	3.78	12.60	3.37	11.18
700	600	3.77	12.42	4.31	14.25	3.77	12.42
600	500	4.07	13.33	4.89	16.07	4.07	13.33
500	400	4.81	15.65	5.67	18.49	4.81	15.65
400	300	5.36	17.30	6.77	21.88	5.36	17.30

Sulla base dei dati contenuti nella Tabella 63 e dei risultati ottenuti dalle analoghe simulazioni condotte si è scelto la soglia di tensione per l'attivazione della riconfigurazione (ΔV_r) al 12% della tensione del modulo con la tensione maggiore nella stringa.

La Figura 102 riporta il diagramma di flusso dell'algoritmo di riconfigurazione implementato.

Al passo 6, il calcolo dell'irraggiamento sui moduli viene eseguito utilizzando la eq. (93), utilizzando le approssimazioni prima esposte e le funzioni matematiche native della scheda di controllo scelta.

Al passo 7 la nuova configurazione viene determinata collegando in serie i moduli sottoposti ad uguale irraggiamento.

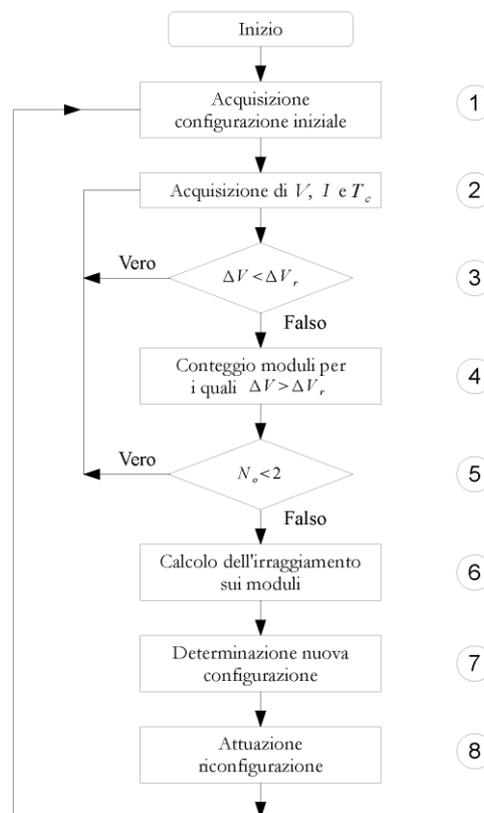


Figura 102 Diagramma di flusso dell'algoritmo di riconfigurazione

4.6 Validazione sperimentale del sistema di riconfigurazione

Per la validazione sperimentale del sistema di riconfigurazione sono state eseguite delle misure sul campo fotovoltaico disponibile presso lo SDESlab dell'Università degli Studi di Palermo. Le prove sono state eseguite con le stringhe connesse in parallelo e chiuse su un

carico resistivo regolabile. Il carico è stato variato in maniera tale da ricavare 4 punti della caratteristica del campo in prossimità del punto di massima potenza del campo fotovoltaico. I punti di lavoro saranno determinati dalla intersezione di ciascuna retta di carico con la curva caratteristica I-V del campo fotovoltaico (Figura 103)

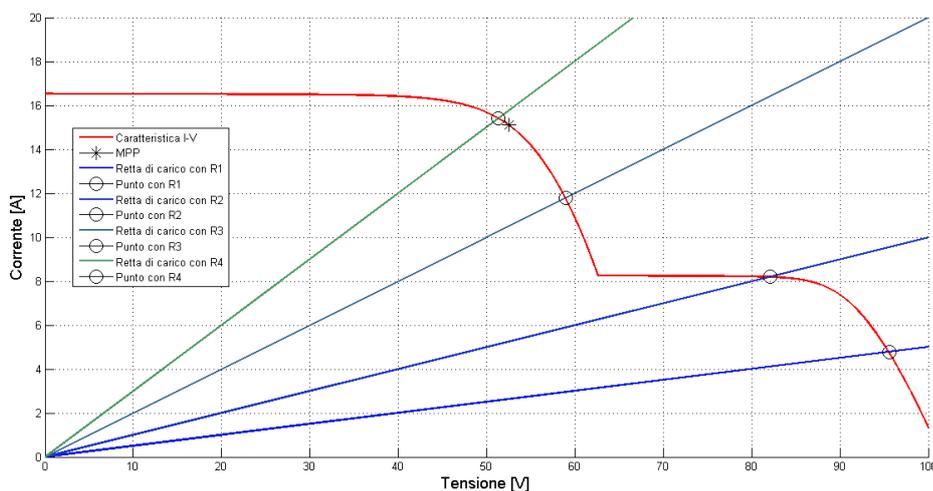


Figura 103 Punti di lavoro del campo fotovoltaico

Le prove sono state eseguite ombreggiando l'intera superficie di un modulo di ciascuna stringa con una rete che riduce di circa il 50% la superficie del modulo esposta al sole.

Per poter effettuare i necessari raffronti, le misurazioni sono state eseguite sia in condizioni di impianto non riconfigurato (disabilitando via software il sistema di riconfigurazione) che ad avvenuta riconfigurazione automatica.

Durante l'esecuzione delle prove si è verificato, tramite un piranometro CMP 6 [90] e un data logger Solrad Integrator [91], che le condizioni di irraggiamento avessero variazioni contenute (entro 1%) [92].

La temperatura ambientale e la temperatura di un modulo sono state misurate tramite il data logger Delta Ohm DO9847 [93] provvisto di 2 sonde di temperatura:

- Delta OHM TP472 I.0 PT100 per la misura della temperatura ambiente
- Delta OHM TP878.1 PT100 per la misura della temperatura del modulo.

Le grandezze elettriche (tensione, corrente e potenza) in uscita dal campo fotovoltaico sono state misurate utilizzando lo Yokogawa PZ4000 power analyzer [94].

Le prove sono state eseguite nelle seguenti condizioni ambientali:

- irraggiamento 709 W/m²

- temperatura ambientale 298.67 K
- temperatura del modulo 314.72 K.

La Tabella 64 riporta i valori misurati. Da essa si evince un aumento della potenza massima prelevata che passa da 564.66 W, con la resistenza R3, a 646.21 W con la resistenza R2.

TABELLA 64 VALORI MISURATI

Grandezza misurata	Prima della riconfigurazione				Dopo la riconfigurazione			
	R1	R2	R3	R4	R1	R2	R3	R4
I [A]	4.57	6.17	10.63	11.67	4.62	8.04	8.79	9.24
V [V]	91.43	61.73	53.13	38.87	92.48	80.39	43.95	30.77
P [W]	418.02	381.07	564.66	453.79	427.65	646.21	386.36	284.39

Le altre prove eseguite con le stesse modalità ma con valori di irraggiamento più basso hanno dato risultati analoghi.

Da questi primi risultati sperimentali si evince che

- il prototipo messo a punto rispetta le specifiche di progetto
- la tecnica di riconfigurazione implementata consente un incremento della producibilità del campo fotovoltaico. In particolare nelle misurazioni sopra riportate il sistema consentirebbe un incremento di produzione pari a 81.55 W pari al 13 %.

Conclusioni

Il presente lavoro di tesi riassume l'attività di ricerca dell'autore, finalizzata allo sviluppo di metodologie e tecniche per l'ottimizzazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici. In particolare nella tesi sono presentati i modelli matematici di una cella, di un modulo e di un campo fotovoltaico che sono stati implementati in ambiente Matlab, le soluzioni innovative individuate per la ricerca del Punto di Massima Potenza (MPPT), nonché topologie, sistemi e tecniche di riconfigurazione di un campo FV per la massimizzazione della energia prodotta.

Il percorso, sviluppato presso il Dipartimento di Energia, ingegneria dell'Informazione e modelli Matematici (DEIM) e lo SdesLab dell'Università degli Studi di Palermo, ha consentito la realizzazione e l'implementazione di evoluti sistemi per la simulazione di campi fotovoltaici nelle varie condizioni ambientali (irraggiamento e temperatura) anche non uniformi sui vari moduli i cui risultati sono stati validati attraverso il confronto con le curve caratteristiche fornite dai costruttori. I risultati ottenuti in simulazione e le modalità di validazione sono stati oggetto di pubblicazioni delle quali il sottoscritto è coautore.

Questi “*tool*” hanno consentito di studiare i comportamenti dei campi sottoposti a condizioni di disuniforme irraggiamento, di mettere a punto tecniche innovative e prontamente sperimentabili per la determinazione del punto di massima potenza di campi in condizioni di disuniforme irraggiamento e di tecniche di riconfigurazione della connessioni tra i moduli. I risultati ottenuti in simulazione mettono in luce la capacità del nuovo algoritmo di individuare prontamente il massimo assoluto della curva di potenza evitando che il punto di lavoro stabile coincida con massimo locale della curva di potenza (come avviene per alcuni algoritmi di MPPT tradizionali).

Inoltre per incrementare la potenza prodotta dal campo fotovoltaico in condizioni di parziale ombreggiamento, è stato progettato, realizzato e messo a punto un prototipo di sistema per la riconfigurazione di un campo fotovoltaico di piccola potenza. Il sistema, gestito da un controllore real-time sul quale è stata implementata la logica di controllo,

consente, in funzione delle condizioni di irraggiamento dei singoli moduli del campo, di modificare opportunamente le connessioni serie-parallelo dei moduli, ottenendo le prescelte configurazioni ed un incremento della potenza elettrica prodotta dal campo fotovoltaico.

Il prototipo è stato oggetto di test su un campo sperimentale 2x3, ed ha evidenziato una corretta capacità di diagnosi delle condizioni di funzionamento dei singoli moduli e la sua corretta funzionalità. In sintesi, attraverso una valida tecnica di riconfigurazione, il prototipo di dispositivo di controllo realizza la massima potenza generata dal campo fotovoltaico sottoposto ad effetto *mismatch*, rappresentando una pronta soluzione al problema.

Il dispositivo è stato progettato e realizzato anche nella prospettiva di implementare e provare algoritmi di diagnosi di condizioni di guasto sui singoli moduli. Le misure eseguite sui moduli possono, infatti, essere utilizzate per monitorare lo stato di funzionamento, il degrado delle prestazioni nel tempo ed individuare eventuali condizioni di guasto. Ciò al fine di incrementare la produzione di energia riducendo i tempi di intervento per la sostituzione dei moduli guasti e, quindi, le perdite per mancata produzione.

Lista dei simboli

Simbolo	Descrizione	Unità di misura
q	carica elementare dell'elettrone	[C]
k	costante di Boltzmann	[J/K]
E_g	energy gap del semiconduttore	[eV]
I_L	corrente fotogenerata	[A]
I_0	corrente inversa di saturazione del diodo	[A]
γ	fattore d'idealità del diodo	----
R_s	resistenza serie	[Ω]
R_{sh}	resistenza shunt	[Ω]
I_{sc}	corrente di corto circuito	[A]
V_{oc}	tensione di circuito aperto	[V]
I_{MP}	corrente nel punto di massima potenza	[A]
V_{MP}	tensione nel punto di massima potenza	[V]
P_{MP}	potenza nel punto di massima potenza	[W]
$P_{MP,e}$	potenza nel punto di massima potenza fornita dal costruttore	[W]
P_{mis}	potenza calcolata sulla base dei punti forniti dal costruttore	[W]
P_{sim}	potenza ottenuta dalla simulazioni	[W]
P_{th}	potenza massima prelevabile	[W]
$\epsilon_{p,max}$	ampiezza dell'intorno del punto di massima potenza	[W]
G	irraggiamento	[W/m ²]
T_c	temperatura della cella	[K]
V	tensione in uscita dalla cella	[V]
I	corrente in uscita dalla cella	[A]
$V_t = \frac{kT_c}{q}$	tensione termica del diodo	[V]
N_{cs}	numero di celle in serie	----
N_p	numero di celle in parallelo	----
$\mu_{I_{sc}}$	coefficiente di temperatura della corrente di corto circuito	[A/K]
$\mu_{V_{oc}}$	coefficiente di temperatura della tensione a vuoto	[V/K]
$\mu_{V_{oc}}^c$	coefficiente di temperatura della tensione a vuoto calcolato	[V/K]
k_1	coefficiente di proporzionalità tra la V_{oc} e la V_{MP}	----
k_2	coefficiente di proporzionalità tra la I_{sc} e la I_{MP}	----
D	Duty Cycle	----
V_{out}	tensione sul <i>dc link</i>	[V]
V_{ing}	tensione in ingresso allo stadio DC-DC del convertitore	[V]
I_{ref}	riferimento di corrente	[A]
K_e	scostamento tra l'effettiva potenza erogata da un generico modulo e la potenza nominale dichiarata dal costruttore	----

Simbolo	Descrizione	Unità di misura
$FF = \frac{I_{MP} V_{MP}}{I_{sc} V_{oc}}$	fattore di riempimento (fill factor) di una cella o di un modulo fotovoltaico	----
FF_0	fattore di fattore di riempimento di una cella o di un modulo fotovoltaico ideale	----
N_{sw}	numero di switch del sistema di riconfigurazione	----
N_{mod}	numero di moduli del campo fotovoltaico	----
N_{AC}	numero di inverter del campo fotovoltaico	----
N_{DC}	numero di convertitori DC-DC del campo fotovoltaico	----
N_{conf}	numero di configurazioni del campo fotovoltaico	----
M_{IE}	<i>Irradiance Equalization Index</i> (indice di livellamento dell'irraggiamento)	
$MLI_{\%}$	<i>Mismatch Losses Indicator</i> espresso in percento	%
m	numero di righe del campo fotovoltaico nella topologia TCT	----
n	numero moduli in parallelo in ciascuna riga nella topologia TCT	----
δ	ampiezza dell'intervallo della tensione del campo diviso il numero di righe	[V]
R_I	resistenza collegata in ingresso al trasduttore di tensione	[Ω]
R_M	resistenza collegata in uscita al trasduttore di tensione	[Ω]
ΔV	differenza di tensione	[V]
$\Delta V_{\%}$	differenza di tensione in percentuale	%
ΔV_r	differenza di tensione che attiva la procedura di riconfigurazione	[V]
N_o	numero di moduli ombreggiati	----
$R1, R2, R3, R4$	resistenze di carico	[Ω]

L'aggiunta dell'apice *ref* ad uno dei simboli precedenti sta ad indicare che si considera il valore della grandezza ottenuta in condizioni standard

Lista delle abbreviazioni

Abbreviazione	Significato
et al.	<i>et alii</i> (ed altri)
eq.	equazione
eqs	equazioni
fig	figura
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
MLS	<i>Mismatch Losses Indicator</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i> (Punto di Massima Potenza)
PSC	<i>Partially Shaded Conditions</i> (Condizioni di parziale ombreggiamento)
P & O	<i>Perturbe & Observe</i> (Perturba e Osserva)
InCond	<i>Incremental Conductance</i> (Conduttanza Incrementale)
DC-DC	<i>Direct Current - Direct Current</i> (Corrente Continua - Corrente Continua)
DC-AC	<i>Direct Current - Alternating Current</i> (Corrente Continua – Corrente Alternata)
SP	Serie – Parallelo
TCT	<i>Total – Cross – Tied</i>
BL	<i>Bridge – Linked</i>
HC	<i>Honey Comb</i>

Bibliografia

- [1] M. Wolf and H. Raushenbach, "Series resistance effects on solar cell measurements," in *Pacific General Meeting of the AIEE*, 1961.
- [2] A. Luque and S. Egedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 2003.
- [3] S. Li and H. Zheng, "Energy extraction characteristic study of solar photovoltaic cells and modules," in *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, 2011, pp. 1–7.
- [4] A. Parisi, L. Curcio, V. Rocca, S. Stivala, A. C. Cino, A. C. Busacca, G. Cipriani, D. La Cascia, V. Di Dio, R. Miceli, and G. Ricco Galluzzo, "Thin film CIGS solar cells, photovoltaic modules, and the problems of modelling," *International Journal of Photoenergy*, vol. Thin-Film Photovoltaics 2013 (TFPV13), 2013.
- [5] Huan-Liang Tsai, C.-S. Tu., and Y.-J. Su, "Development of Generalized Photovoltaic Model Using MATLAB/SIMULINK," in *Engineering and Computer Science. WCECS 2008. World Congress on*, 2008.
- [6] A. Chatterjee, A. Keyhani, and D. Kapoor, "Identification of Photovoltaic Source Models," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 26, no. 3, pp. 883–889, 2011.
- [7] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays," in *Power Electronics Conference, 2009. COBEP '09. Brazilian*, 2009, pp. 1244–1254.
- [8] R. Chenni, M. Makhlof, T. Kerbache, and A. Bouzid, "A detailed modeling method for photovoltaic cells," *Energy*, vol. 32, no. 9, pp. 1724–1730, 2007.
- [9] T. U. Townsend, "A method for estimating the long-term performance of direct coupled photovoltaic systems," University of Wisconsin, Madison, 1989.
- [10] *HIT 240 HDE4 PV Module Datasheet*, [Http://www.sanyo.com/solar](http://www.sanyo.com/solar). 2009.
- [11] *SHELL SP75 PV Module Datasheet*, [Http://www.shell.com/renewables](http://www.shell.com/renewables). 2002.
- [12] *MSX 120 PV Module Datasheet*, [Http://www.solarex.com](http://www.solarex.com). 1998.
- [13] A. N. Celik and N. Acikgoz, "Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models," *Applied Energy*, vol. 84, no. 1, pp. 1–15, 2007.
- [14] G. Cipriani, V. Di Dio, D. La Cascia, R. Miceli, and R. Rizzo, "A novel approach for parameters determination in four lumped PV parametric model with operative range evaluations," *International Review of Electrical Engineering*, vol. 8, pp. 1008–1017, 2013.
- [15] E. Matagne, R. Chenni, and R. El Bachtiri, "A photovoltaic cell model based on nominal data only," in *Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007. International Conference on*, 2007, pp. 562–565.
- [16] F. Ghani, M. Duke, and J. Carson, "Numerical calculation of series and shunt resistance of a photovoltaic cell using the Lambert W-function: Experimental evaluation," *Solar Energy*, vol. 87, no. 0, pp. 246–253, 2013.
- [17] M. A. Green, *Solar cells: operating principles, technology, and system applications*, vol. 1. 1982.

- [18] M. A. de Blas, J. L. Torres, E. Prieto, and A. Garcia, "Selecting a suitable model for characterizing photovoltaic devices," *Renewable Energy*, vol. 25, no. 3, pp. 371–380, 2002.
- [19] G. Farivar and B. Asaei, "Photovoltaic module single diode model parameters extraction based on manufacturer datasheet parameters," in *Power and Energy (PECon), 2010 IEEE International Conference on*, 2010, pp. 929–934.
- [20] A. Ortiz-Conde, F. J. G. Sanchez, and J. Muci, "New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated I-V characteristics," *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 90, no. 3, pp. 352–361, 2006.
- [21] W. De Soto, S. A. Klein, and W. A. Beckman, "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance," *Solar Energy*, vol. 80, no. 1, pp. 78–88, 2006.
- [22] D. Sera, R. Teodorescu, and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," in *Industrial Electronics, 2007. ISIE 2007. IEEE International Symposium on*, 2007.
- [23] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 24, no. 5, pp. 1198–1208, May 2009.
- [24] F. Spertino and J. S. Akilimali, "Are Manufacturing I-V Mismatch and Reverse Currents Key Factors in Large Photovoltaic Arrays?," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 11, pp. 4520–4531, 2009.
- [25] N. D. Kaushika and A. K. Rai, "An investigation of mismatch losses in solar photovoltaic cell networks," *Energy*, vol. 32, no. 5, pp. 755–759, 2007.
- [26] J. Coello, J. Galindo, and M. Carames, "Carre no R. Quality control during the supply of PV modules: fundamental key to guarantee the profitability of PV installations," in *Proceedings of 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2008.
- [27] R. Faranda and S. Leva, "Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems," *WSEAS transactions on power systems*, vol. 3, no. 6, pp. 446–455, 2008.
- [28] G. M. S. Azevedo, M. C. Cavalcanti, K. C. Oliveira, F. A. S. Neves, and Z. D. Lins, "Evaluation of maximum power point tracking methods for grid connected photovoltaic systems," in *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, 2008, pp. 1456–1462.
- [29] M. A. G. de Brito, L. P. Sampaio, L. G. Junior, and C. A. Canesin, "Evaluation of MPPT techniques for photovoltaic applications," in *Industrial Electronics (ISIE), 2011 IEEE International Symposium on*, 2011, pp. 1039–1044.
- [30] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 20, no. 4, pp. 963–973, 2005.
- [31] W. Xiao and W. G. Dunford, "A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems," in *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, 2004, vol. 3, pp. 1957–1963 Vol.3.
- [32] D. Sera, R. Teodorescu, J. Hantschel, and M. Knoll, "Optimized Maximum Power Point Tracker for fast changing environmental conditions," in *Industrial Electronics, 2008. ISIE 2008. IEEE International Symposium on*, 2008, pp. 2401–2407.
- [33] G. Carannante, C. Fraddanno, M. Pagano, and L. Piegari, "Experimental Performance of MPPT Algorithm for Photovoltaic Sources Subject to Inhomogeneous Insolation," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 11, pp. 4374–4380, 2009.

- [34] C. Hua and C. Shen, "Study of maximum power tracking techniques and control of DC/DC converters for photovoltaic power system," in *Power Electronics Specialists Conference, 1998. PESC 98 Record. 29th Annual IEEE*, 1998, vol. 1, pp. 86–93 vol.1.
- [35] T. Eswam, J. W. Kimball, P. T. Krein, P. L. Chapman, and P. Midya, "Dynamic Maximum Power Point Tracking of Photovoltaic Arrays Using Ripple Correlation Control," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 5, pp. 1282–1291, 2006.
- [36] T. Eswam and P. L. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 2, pp. 439–449, 2007.
- [37] S. Moballegh and J. Jiang, "Modeling, Prediction, and Experimental Validations of Power Peaks of PV Arrays Under Partial Shading Conditions," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2013.
- [38] H. Renaudineau, A. Houari, J.-P. Martin, S. Pierfederici, F. Meibody-Tabar, and B. Gerardin, "A new approach in tracking maximum power under partially shaded conditions with consideration of converter losses," *Solar Energy*, vol. 85, no. 11, pp. 2580–2588, 2011.
- [39] A. K. Singh and R. K. Tripathi, "MPPT scheme for small/large time partially shaded condition of a PV cell, array," in *Engineering and Systems (SCES), 2012 Students Conference on*, 2012, pp. 1–4.
- [40] Y.-H. Ji, D.-Y. Jung, C.-Y. Won, B. Lee, and J.-W. Kim, "Maximum power point tracking method for PV array under partially shaded condition," in *Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE*, 2009, pp. 307–312.
- [41] H. Patel and V. Agarwal, "Maximum Power Point Tracking Scheme for PV Systems Operating Under Partially Shaded Conditions," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 55, no. 4, pp. 1689–1698, 2008.
- [42] N. A. Ahmed and M. Miyatake, "A novel maximum power point tracking for photovoltaic applications under partially shaded insolation conditions," *Electric Power Systems Research*, vol. 78, no. 5, pp. 777–784, 2008.
- [43] N. A. Ahmed, M. Miyatake, and M. Nakano, "A Novel Maximum Power Point Tracking Method for Photovoltaic Power Generation Systems Using Fibonacci Search Algorithm," in *International Conference on Electrical Engineering (ICEE 2006)*, 2006.
- [44] M. Miyatake, T. Inada, I. Hiratsuka, H. Zhao, H. Otsuka, and M. Nakano, "Control characteristics of a fibonacci-search-based maximum power point tracker when a photovoltaic array is partially shaded," in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2004. IPEMC 2004. The 4th International*, 2004, vol. 2, pp. 816–821 Vol.2.
- [45] G. Cipriani, V. Di Dio, L. P. Di Noia, F. Genduso, D. La Cascia, R. Miceli, and R. Rizzo, "A PV Plant Simulator for Testing MPPT Techniques," in *Clean Electrical Power, 2013. ICCEP '13. International Conference on*, 2013.
- [46] R. Ramabadran and B. Mathur, "Effect of shading on series and parallel connected solar PV modules," *Modern Applied Science*, vol. 3, no. 10, p. P32, 2009.
- [47] A. Scognamiglio, P. Bosisio, and V. Di Dio, *Fotovoltaico negli edifici. Dimensionamento, progettazione e gestione degli impianti*, 2nd ed. 2013.
- [48] M. Caruso, V. Cecconi, G. Cipriani, V. Di Dio, A. O. Di Tommaso, F. Genduso, D. La Cascia, R. Lauricella, R. Liga, R. Miceli, G. Prestigiacomo, G. Ricco Galluzzo, and M. Trapanese, "A photovoltaic charging system of an electrically assisted tricycle for touristic purposes," in *AEIT Annual Conference, 2013*, 2013, pp. 1–6.

- [49] G. Cipriani, V. Di Dio, and G. R. Galluzzo, "A photovoltaic system suitable for the battery pack charging of an electrically power assisted velocipede," in *Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), 2012 International Symposium on*, 2012, pp. 1142–1147.
- [50] A. Bidram, A. Davoudi, and R. S. Balog, "Control and Circuit Techniques to Mitigate Partial Shading Effects in Photovoltaic Arrays," *Photovoltaics, IEEE Journal of*, vol. 2, no. 4, pp. 532–546, 2012.
- [51] D. Picault, B. Raison, and S. Bacha, "Guidelines for evaluating grid connected PV system topologies," in *Industrial Technology, 2009. ICIT 2009. IEEE International Conference on*, 2009, pp. 1–5.
- [52] A. D. of ABB SpALV Breakers, Ed., *Technical Application Papers No. 10–Photovoltaic plants*. 2010.
- [53] G. R. Walker and J. C. Pierce, "PhotoVoltaic DC-DC Module Integrated Converter for Novel Cascaded and Bypass Grid Connection Topologies - Design and Optimisation," *Power Electronics Specialists Conference, 2006. PESC '06. 37th IEEE*, pp. 1–7.
- [54] J. M. A. Myrzik and M. Calais, "String and module integrated inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems - a review," in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, vol. 2, p. 8 pp. Vol.2–.
- [55] S. Buddha, H. Braun, V. Krishnan, C. Tepedelenlioglu, A. Spanias, T. Yeider, and T. Takehara, "Signal processing for photovoltaic applications," in *Emerging Signal Processing Applications (ESPA), 2012 IEEE International Conference on*, 2012, pp. 115–118.
- [56] C. A. Ramos-Paja, J. D. Bastidas, A. J. Saavedra-Montes, F. Guinjoan-Gispert, and M. Goetz, "Mathematical model of total cross-tied photovoltaic arrays in mismatching conditions," in *Circuits and Systems (CWCAS), 2012 IEEE 4th Colombian Workshop on*, 2012, pp. 1–6.
- [57] E. Roman, R. Alonso, P. Ibanez, S. Elorduizapatarietxe, and D. Goitia, "Intelligent PV Module for Grid-Connected PV Systems," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 53, no. 4, pp. 1066–1073, 2006.
- [58] M. Z. S. El-Dein, M. Kazerani, and M. M. A. Salama, "An Optimal Total Cross Tied Interconnection for Reducing Mismatch Losses in Photovoltaic Arrays," *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 1, pp. 99–107, 2013.
- [59] N. D. Kaushika and N. K. Gautam, "Energy yield simulations of interconnected solar PV arrays," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 18, no. 1, pp. 127–134, 2003.
- [60] Y.-J. Wang and P.-C. Hsu, "An investigation on partial shading of PV modules with different connection configurations of PV cells," *Energy*, vol. 36, no. 5, pp. 3069–3078, 2011.
- [61] S. Vemuru, P. Singh, and M. Niamat, "Analysis of photovoltaic array with reconfigurable modules under partial shading," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE*, 2012, pp. 1437–1441.
- [62] L. F. L. Villa, D. Picault, B. Raison, S. Bacha, and A. Labonne, "Maximizing the Power Output of Partially Shaded Photovoltaic Plants Through Optimization of the Interconnections Among Its Modules," *Photovoltaics, IEEE Journal of*, vol. 2, no. 2, pp. 154–163, 2012.
- [63] M. Alahmad, M. A. Chaaban, and S.-K. Lau, "An Adaptive photovoltaic-inverter topology," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2011 IEEE PES*, 2011, pp. 1–7.
- [64] M. A. Chaaban, M. Alahmad, J. Neal, J. Shi, C. Berryman, Y. Cho, S. Lau, H. Li, A. Schwer, Z. Shen, J. Stansbury, and T. Zhang, "Adaptive photovoltaic system," in *IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2010, pp. 3192–3197.

- [65] M. F. Zulfiqar and M. Alahmad, "An adaptive reconfigurable dc-dc converter for renewable energy applications," in *GCC Conference Exhibition, 2009 5th IEEE*, 2009, pp. 1–5.
- [66] M. Alahmad, M. A. Chaaban, S. Kit Lau, J. Shi, and J. Neal, "An adaptive utility interactive photovoltaic system based on a flexible switch matrix to optimize performance in real-time," *Solar Energy*, vol. 86, no. 3, pp. 951–963, 2012.
- [67] B. Patnaik, P. Sharma, E. Trimurthulu, S. P. Duttagupta, and V. Agarwal, "Reconfiguration strategy for optimization of solar photovoltaic array under non-uniform illumination conditions," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE*, 2011, pp. 1859–1864.
- [68] B. Patnaik, J. D. Mohod, and S. P. Duttagupta, "Distributed multi-sensor network for real time monitoring of illumination states for a reconfigurable solar photovoltaic array," in *Physics and Technology of Sensors (ISPTS), 2012 1st International Symposium on*, 2012, pp. 106–109.
- [69] R. Candela, V. Di Dio, E. Riva Sanseverino, and P. Romano, "Reconfiguration Techniques of Partial Shaded PV Systems for the Maximization of Electrical Energy Production," in *Clean Electrical Power, 2007. ICCEP '07. International Conference on*, 2007, pp. 716–719.
- [70] V. Di Dio, D. La Cascia, R. Miceli, and C. Rando, "A mathematical model to determine the electrical energy production in photovoltaic fields under mismatch effect," in *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*, 2009, pp. 46–51.
- [71] P. dos Santos, E. M. Vicente, and E. R. Ribeiro, "Reconfiguration methodology of shaded photovoltaic panels to maximize the produced energy," in *Power Electronics Conference (COBEP), 2011 Brazilian*, 2011, pp. 700–706.
- [72] P. dos Santos, E. M. Vicente, and E. R. Ribeiro, "Relationship between the shading position and the output power of a photovoltaic panel," in *Power Electronics Conference (COBEP), 2011 Brazilian*, 2011, pp. 676–681.
- [73] G. Velasco-Quesada, J. J. Negroni, F. Guinjoan, and R. Pique?, "Energy generation in PV grid-connected systems: power extraction optimization for plant oriented PV generators," in *Industrial Electronics, 2005. ISIE 2005. Proceedings of the IEEE International Symposium on*, 2005, vol. 3, pp. 1025–1030 vol. 3.
- [74] G. Velasco-Quesada, J. J. Negroni, F. Guinjoan, and R. Pique?, "Irradiance equalization method for output power optimization in plant oriented grid-connected PV generators," in *Power Electronics and Applications, 2005 European Conference on*, 2005, p. 10 pp.–P.10.
- [75] G. Velasco-Quesada, F. Guinjoan, and R. Pique, "Grid-connected PV systems energy extraction improvement by means of an Electric Array Reconfiguration (EAR) strategy: Operating principle and experimental results," in *Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE*, 2008, pp. 1983–1988.
- [76] D. Nguyen and B. Lehman, "An Adaptive Solar Photovoltaic Array Using Model-Based Reconfiguration Algorithm," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 55, no. 7, pp. 2644–2654, 2008.
- [77] D. Nguyen and B. Lehman, "A reconfigurable solar photovoltaic array under shadow conditions," in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2008. APEC 2008. Twenty-Third Annual IEEE*, 2008, pp. 980–986.
- [78] *Conergy E215P PV Module Datasheet*, [Http://www.conergy.de](http://www.conergy.de). 2011.
- [79] *Voltage Transducer LV 25-P Datasheet*, [Http://www.lem.com](http://www.lem.com). 2012.
- [80] *Current Transducer HX 03..50-P Datasheet*, [Http://www.lem.com](http://www.lem.com).
- [81] *ATmega2560 Datasheet*, [Http://www.atmel.com](http://www.atmel.com). 2012.

- [82] *LM35 Precision Centigrade Temperature Sensors Datasheet*, [Http://www.ti.com](http://www.ti.com). 2000.
- [83] V. Di Dio, D. La Cascia, C. Rando, and G. Ricco Galluzzo, “A new control system prototype for the energy production maximization of a unequally irradiated PV system,” in *Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), International Conference & Exhibition on*, 2011.
- [84] G. Velasco-Quesada, F. Guinjoan-Gispert, R. Pique-Lopez, M. Roman-Lumbreras, and A. Conesa-Roca, “Electrical PV Array Reconfiguration Strategy for Energy Extraction Improvement in Grid-Connected PV Systems,” *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 56, no. 11, pp. 4319–4331, 2009.
- [85] B. Patnaik, J. Mohod, and S. P. Duttagupta, “Dynamic loss comparison between Fixed-State and Reconfigurable Solar Photovoltaic Array,” in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE*, 2012, pp. 1633–1638.
- [86] L. A. R. Tria, M. T. Escoto, and C. M. F. Odulio, “Photovoltaic array reconfiguration for maximum power transfer,” in *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, 2009, pp. 1–6.
- [87] L. F. L. Villa, X. Pichon, F. Sarrafin-Ardelibi, B. Raison, J. C. Crebier, and A. Labonne, “Toward the Design of Control Algorithms for a Photovoltaic Equalizer: Choosing the Optimal Switching Strategy and the Duty Cycle,” *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 29, no. 3, pp. 1447–1460, 2014.
- [88] *Miniature Power PCB Relay MSR Datasheet*, [Http://www.te.com](http://www.te.com). 2011.
- [89] M. Margolis, *Arduino cookbook*. O’Reilly Media, 2011.
- [90] *Instruction Manual. CMP series Pyranometer. CMA series Albedometer*, [Http://www.kippzonen.com](http://www.kippzonen.com). 2013.
- [91] *Solrad Integrator. Instruction Manual.*, [Http://www.kippzonen.com](http://www.kippzonen.com). 2007.
- [92] *IEC 60904 1: Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*. 2006.
- [93] *Delta ohm DO9847. Manuale di istruzioni*, [Http://www.deltaohm.com](http://www.deltaohm.com). 2009.
- [94] *PZ4000. User’s Manual.*, [Http://www.yokogawa.com](http://www.yokogawa.com). 2000.