

ALMA MATER STUDIORUM – UNIVERSITÀ DI BOLOGNA
CAMPUS DI CESENA
SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA
DEI SISTEMI ELETTRONICI PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE

TITOLO DELL'ELABORATO

**ANALISI E SIMULAZIONI DI UN
IMPIANTO FOTOVOLTAICO DOMESTICO**

Elaborato in:
LABORATORIO DI DISPOSITIVI E IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Relatore:
Prof. Claudio Fiegna

Candidato:
Francesco Bronzetti

Correlatore:
Dott. Mauro Zanucoli

Sessione III
Anno accademico 2015-16

Sommario

Introduzione.....	1
1. Gli Impianti Fotovoltaici	3
1.1. Generatore Fotovoltaico	3
1.1.1. Principali tecnologie di captatori utilizzati a livello commerciale	3
1.2. Classificazione Impianti	4
1.2.1. Impianti ad isola (stand alone)	4
1.2.2. Impianti ad immissione in rete (grid-connected o grid-tied) ..	5
1.2.3. Sistemi misti	7
2. Analisi tramite Simulink.....	8
2.1. Generatore	10
2.2. Convertitore DC-DC	12
2.3 Max Power Point Tracking (MPPT).....	13
2.3.1 Incremental Conductance (INC)	13
2.3.2 Perturbation & Observation (P&O)	15
2.3.3 Fractional Open-Circuit Voltage (FOC)	16
2.4 Inverter.....	18
3. Validazione.....	19
3.1 Analisi in condizioni di ingresso costanti.....	19
3.2 Verifica MPPT.....	22
3.2.1 Irraggiamento fisso / Temperatura variabile.....	22
3.2.2 Irraggiamento variabile / Temperatura fissa	26
3.2.3 Conclusioni	30
Riferimenti	32

Introduzione

La potenza solare che raggiunge l'atmosfera terrestre è pari a circa 174 milioni di miliardi di Watt (174 PW); in altri termini il Sole in meno di un'ora invia sulla Terra una quantità di energia pari all'intero consumo complessivo mondiale annuo.

Questa energia solare, alternativa rispetto ai classici combustibili fossili può e deve essere opportunamente sfruttata.

Il fenomeno fisico che avviene quando, a causa dell'assorbimento di un fotone, un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale semiconduttore passa alla banda di conduzione si chiama effetto fotovoltaico (PV).

La cella fotovoltaica sfrutta questo meccanismo per convertire l'energia solare direttamente in elettricità. Collegando elettricamente in serie più celle si ottiene un modulo (o pannello) fotovoltaico.

Una cella non genera una quantità di energia pari a quella assorbita per cui mediamente un modulo ha un rendimento del 17-18 %. Infatti sono sempre presenti perdite ottiche, elettriche e resistive. L'insieme di moduli PV e dispositivi elettrici e meccanici necessari per massimizzare il rendimento di conversione dell'energia costituisce l'impianto fotovoltaico.

Gli impianti PV sono principalmente suddivisi in:

1. Impianti Stand-alone
2. Impianti Grid-connected

I primi sfruttano sul posto l'energia prodotta e accumulata mentre i secondi sono connessi a una rete di distribuzione esistente e gestita da terzi.

Fino a luglio 2013 in Italia era attivo il cosiddetto "Conto energia", ovvero un programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di elettricità da fonte solare mediante impianti PV permanentemente connessi alla rete. L'incentivo consiste in un contributo finanziario per kWh di energia prodotta per un certo periodo di tempo (fino a 20 anni), variabile a seconda della dimensione o tipologia di impianto.

In altre parole, insieme alla copertura (parziale o totale) dei propri consumi elettrici veniva garantita la vendita di eventuali surplus energetici all'ente di gestione della rete.

Questi incentivi hanno fatto in modo che in Italia a fine novembre 2015 l'elettricità solare prodotta fosse pari a 23 TWh, cioè il 9,6% della produzione elettrica nazionale oltre che il 23,2% di tutta l'elettricità da rinnovabili [1].

Attualmente il quinto conto energia è terminato senza emanazione di ulteriori incentivi sull'energia prodotta ed è stato sostituito da sgravi fiscali sul costo dell'impianto.

La radiazione solare non presenta mai un valore di irradianza spettrale costante nel tempo. Durante il funzionamento reale di un impianto sono infatti da mettere in conto variazioni di intensità dell'illuminazione, degrado temporaneo dei captatori, ombreggiamento.

Al fine di massimizzare l'efficienza di un impianto è pertanto necessario che il sistema possa regolarsi in modo da lavorare costantemente nel punto di massima potenza dei moduli PV. In questo contesto si inseriscono i sistemi di MPPT (Max Power Point Tracking) che permettono di massimizzare la potenza prodotta dall'impianto in funzione dei cambiamenti di irraggiamento e temperatura.

Non esiste un unico metodo per la ricerca dell'MPP ma sono stati proposti numerosi algoritmi (conduttanza incrementale, Perturbation & Observation ecc.). Ciascun metodo ha caratteristiche e prestazioni differenti.

Lo scopo di questo elaborato è quello di sviluppare un modello di un impianto residenziale connesso alla rete e utilizzarlo per confrontare più algoritmi di MPPT.

1. Gli Impianti Fotovoltaici

In questo primo capitolo si farà una panoramica sulle diverse tipologie e componenti di un generico impianto PV.

Quando si parla di un impianto si intende l'insieme di generatore fotovoltaico e sistema di conversione della potenza.

1.1. *Generatore Fotovoltaico*

Con il termine generatore fotovoltaico si considera l'insieme di moduli e struttura meccanica per il sostenimento e l'orientazione.

1.1.1. **Principali tecnologie di captatori utilizzati a livello commerciale**

In base al tipo di celle utilizzate i moduli PV si dividono in:

- Moduli cristallini
- Moduli a film sottile

I primi, ovvero i moduli commerciali maggiormente diffusi, utilizzano celle al silicio mono e policristallino (m-Si e p-Si) e prevedono in genere 36-72 celle collegate elettricamente in serie per un rendimento medio del 19% e una potenza nominale tra 80 e 350 Wp.

Tra le tecnologie a film sottile, le più significative sono il tellururo di cadmio (CdTe) e il silicio amorfo (a-Si). A discapito di una minore efficienza, il vantaggio di questa seconda tecnologia sta nei minori costi di materiale e di produzione oltre che in una migliore integrabilità con gli elementi architettonici dell'impianto.

In figura 1.1 viene proposto un confronto tra le varie tecnologie in funzione dell'efficienza di conversione.

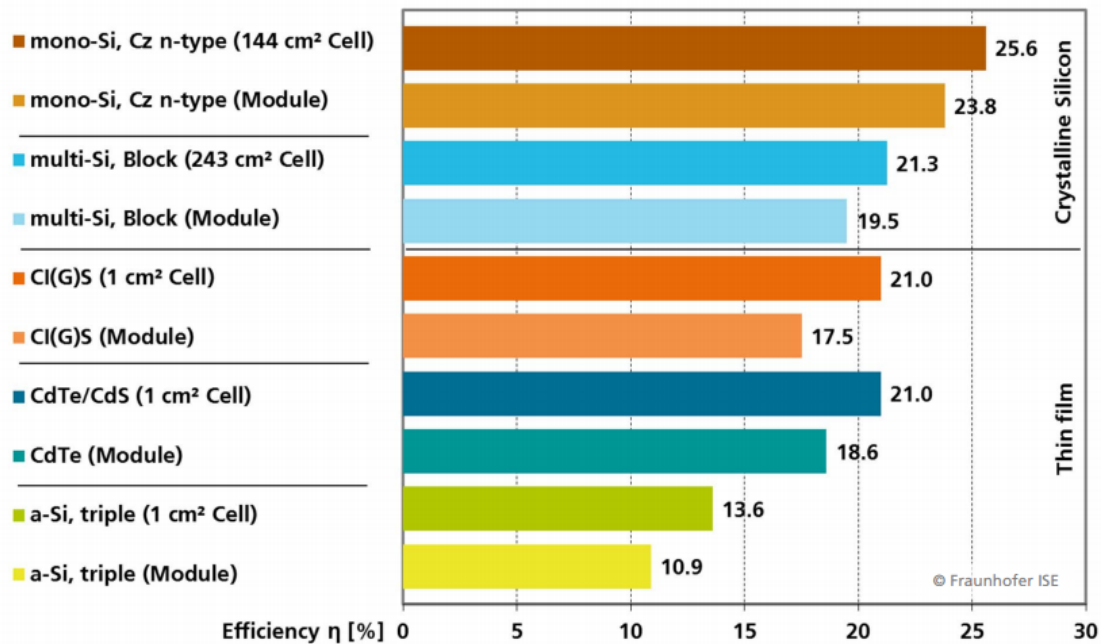


Figura 1.1 Confronto tra tecnologie di costruzione del modulo PV [2]

Le tecnologie a film sottile, costando meno, garantiscono un EPBT (Energy PayBack Time) minore rispetto ai moduli cristallini, ovvero si ripagano più velocemente.

Tuttavia una volta ripagate le spese iniziali, le tecnologie cristalline offrono per i restanti anni di vita dell'impianto una maggiore efficienza per cui un maggior guadagno.

1.2. Classificazione Impianti

1.2.1. Impianti ad isola (stand alone)

In questa tipologia di impianto l'energia fornita dai moduli, quando non direttamente utilizzata, viene impiegata per caricare degli accumulatori.

Questi, poi, restituiranno l'energia accumulata quando la richiesta di energia da parte dell'utenza supera la capacità di erogazione dei moduli, o quando gli stessi non funzionano (ore notturne).

Il sistema di conversione quindi dovrà interfacciare generatore PV e batteria stabilizzando la tensione di uscita al variare del carico. Per fare ciò si utilizza un **convertitore DC-DC** che implementi algoritmi di Max Power Point Tracking (MPPT) al fine di operare alla massima potenza fornita dai pannelli.

1.2.2. Impianti ad immissione in rete (grid-connected o grid-tied)

Questi sistemi utilizzano un **inverter** per interfacciare il generatore alla rete. Compito dell'inverter sarà trasformare la corrente elettrica continua (CC) prodotta dal generatore in corrente alternata (CA), ad un livello di tensione e frequenza compatibili e in fase con quelli della rete elettrica cui viene connesso l'impianto.

Per sfruttare al massimo la potenza prodotta dai pannelli anche in questa tipologia di impianto si possono implementare sistemi per l'MPPT.

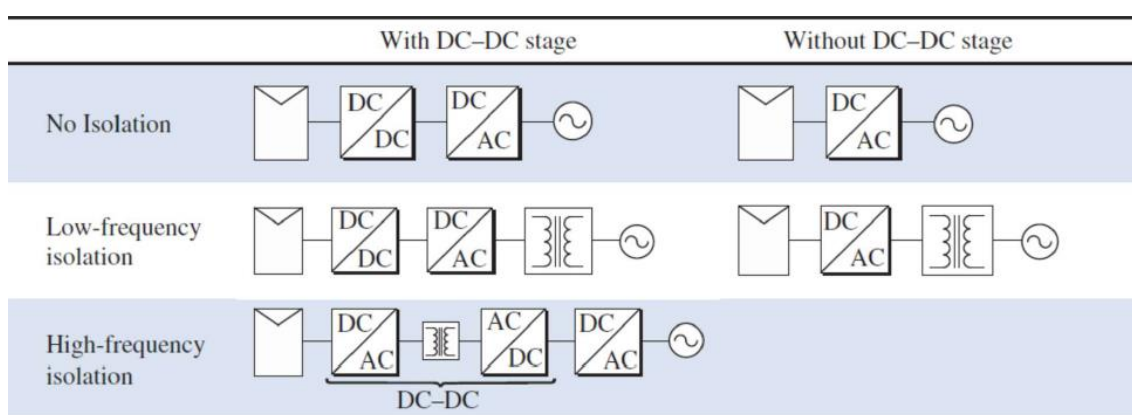


Figura 1.2 Topologie di impianti grid-connected per situazioni reali [3]

In figura 1.2 si riportano le varie tipologie di impianti grid-connected che, a seconda della situazione di utilizzo, possono essere realizzati in versione monofase o trifase, con o senza trasformatore.

Una soluzione senza trasformatore consente una riduzione di costo, peso e ingombro dell'impianto ma non isola il sistema.

La soluzione con trasformatore a bassa frequenza garantisce assenza di componente continua iniettata in rete ma maggiori costi e ingombro.

L'utilizzo di un trasformatore ad alta frequenza, permesso in Italia solo per impianti a potenza minore di 20 kWp, riduce il problema di ingombro ma aggiunge complessità al convertitore DC-DC.

Si parla di sistemi grid-tied **a singolo stadio** quando l'inverter ha il compito di gestire sia il controllo di tensione sul lato c.a. sia sul lato c.c.

Un esempio di questa tipologia di impianto viene riportato in figura 1.3.

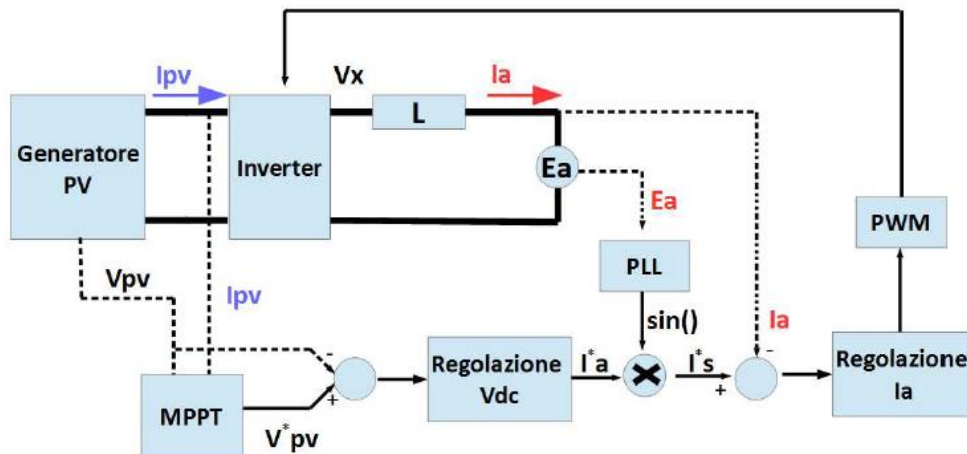


Figura 1.3 Schematico impianto grid-tied a singolo stadio [3]

In pratica tramite un PLL (Phase Locked Loop) viene generato un segnale sinusoidale di ampiezza unitaria che stima frequenza e fase di E_a (quindi della rete a cui è connesso l'impianto) e viene poi moltiplicato per I_a^* . L'ampiezza della corrente I_a^* è fornita dal regolatore di tensione continua che assicura un errore a regime nullo.

Tramite un algoritmo di MPPT si ottiene il riferimento di tensione V_{pv}^* in ingresso al regolatore di tensione. Infine il regolatore di corrente fornisce il riferimento per la tensione di uscita dell'inverter in funzione dell'errore tra la corrente desiderata (I_s^*) e quella misurata sulla rete.

Spesso per ridurre il contenuto armonico risulta opportuno introdurre tra rete e inverter un filtro di tipo LCL.

Quando invece abbiamo un sistema con inverter e convertitore DC-DC connesso alla rete si parla di sistemi **a doppio stadio**.

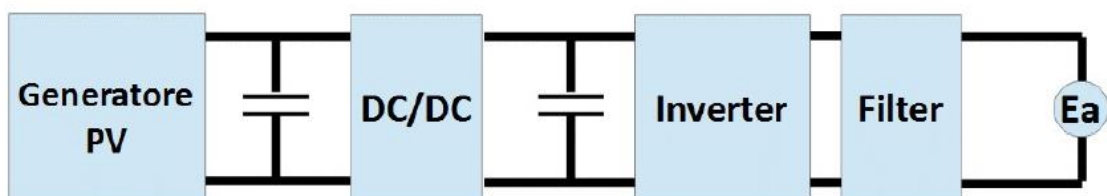


Figura 1.4 Schematico di alto livello di un impianto grid-tied a doppio stadio [3]

Come si osserva in figura 1.5, il convertitore si occupa dell'MPPT mentre l'inverter sul lato c.c. regola la tensione in uscita dal convertitore e sul lato c.a. genera una tensione tale da mantenere la corrente I_a in fase con la tensione di rete.

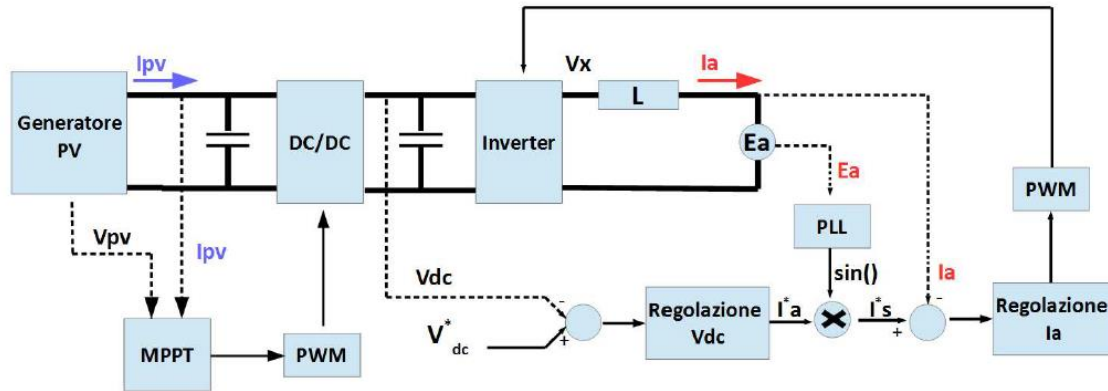


Figura 1.5 Schematico impianto grid-tied a doppio stadio [3]

Per impianti di bassa potenza (< 6 kWp) come quello analizzato in seguito non occorrono sistemi trifase o trasformatori.

1.2.3. Sistemi misti

Si tratta di impianti grid-connected che prevedono anche sistemi di accumulo dell'energia prodotta.

In virtù del termine del quinto conto energia citato nell'introduzione, questa tecnologia risulta vantaggiosa in quanto permette l'utilizzo in loco dell'energia prodotta, accumulata in grandi capacità solo attualmente disponibili (es. Tesla Powerwall), e un'eventuale vendita alla rete dell'energia eccedente.

2. Analisi tramite Simulink

In questo secondo capitolo si descrive il modello dell'impianto PV in Simulink. Volendo analizzare un utilizzo medio domestico si è scelto di implementare un impianto grid-connected a doppio stadio monofase senza trasformatore come quello rappresentato in figura 1.4.

Prima di procedere con l'analisi dell'impianto, è opportuno fornire una descrizione del programma adoperato.

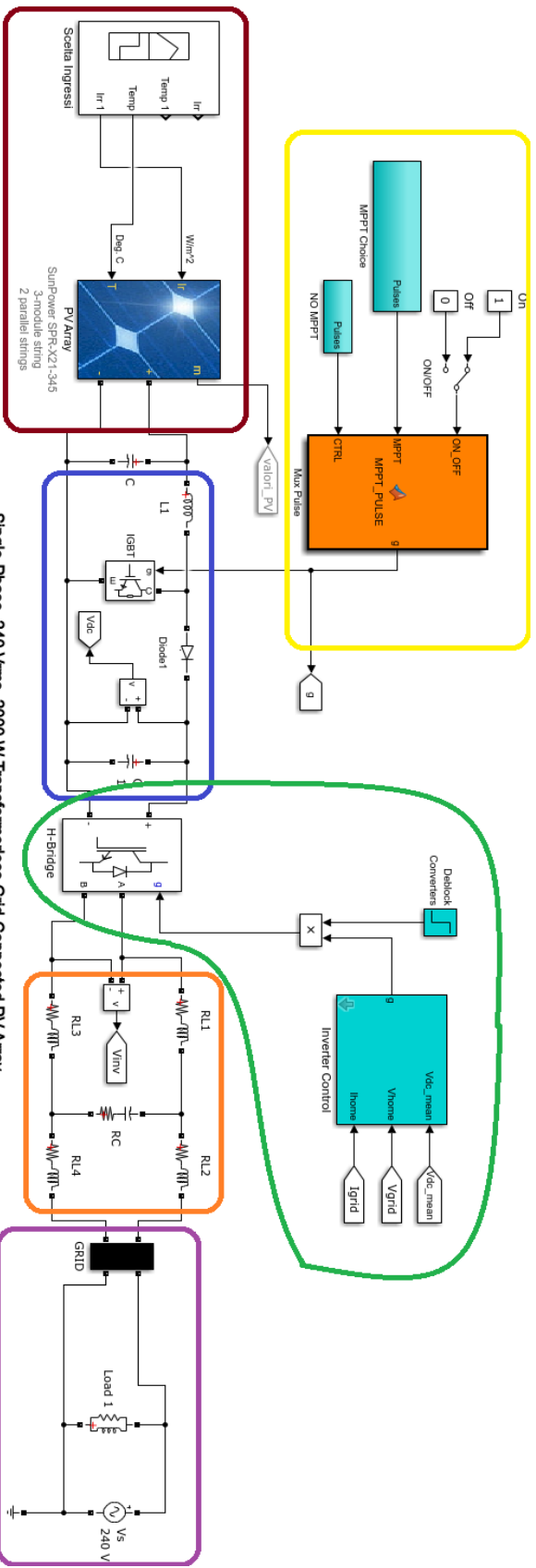
Simulink è un simulatore numerico che utilizza un ambiente di programmazione grafico per la modellazione, simulazione e analisi di sistemi dinamici. Sviluppato dalla Mathworks (per cui di facile integrazione con MATLAB), il programma offre una comoda interfaccia grafica per la costruzione di modelli tramite diagrammi a blocchi, prelevabili da una vastissima libreria di blocchi predefiniti.

Andando maggiormente nello specifico, per questo modello si è utilizzato **Simscape Power System**, programma presente in Simulink contenente librerie di componenti e strumenti di analisi specifici per il modeling di sistemi elettrici di potenza (come ad esempio i sistemi di energia rinnovabile).

La scelta di operare in ambiente Simulink è dovuta all'elevata flessibilità dello strumento nella simulazione di sistemi dinamici. Di fatto il programma permette di costruire modelli con diagrammi a blocchi tramite operazioni 'click-and-drag', modificare velocemente i parametri dei modelli e visualizzare i risultati 'live' durante la simulazione.

Tutto questo consente di modellare il sistema rapidamente, con chiarezza e senza il bisogno scrivere righe di codice (o, se necessario, tramite una funzione MATLAB).

Per rendere meglio il concetto di ambiente grafico di modellazione si riporta di seguito il modello dell'impianto così come appare nel programma.



Single-Phase, 240 Vrms, 2000 W Transformerless Grid-Connected PV Array

Legenda:

- - - = Generatore
- - - = Boost Converter
- - - = Controllo MPPPT
- - - = Inverter e controllo inverter
- - - = Filtro LCL
- - - = Connessione alla rete

2.1. Generatore

Al fine di riportare un caso di studio realistico, sono stati scelti i moduli SunPower X21-345 attualmente in commercio.

Tali moduli sono formati da 96 celle Maxeon in silicio monocristallino con una cornice di alluminio anodizzato e una copertura in vetro temperato, in modo da garantire resistenza sufficiente a grandine, ammoniaca, acqua salata e tempeste di sabbia.

In figura 2.1 si riportano le caratteristiche elettriche del modulo:

DATI ELETTRICI		
	SPR-X21-335-BLK	SPR-X21-345
Potenza nominale (Pnom) ¹¹	335 W	345 W
Tolleranza di potenza	+5/-0%	+5/-0%
Efficienza media del modulo ¹²	21,0%	21,5%
Tensione al punto di massima potenza (Vmpp)	57,3 V	57,3 V
Corrente al punto di massima potenza (Impp)	5,85 A	6,02 A
Tensione a circuito aperto (Voc)	67,9 V	68,2 V
Corrente di cortocircuito (Isc)	6,23 A	6,39 A
Tensione massima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL	
Corrente massima del fusibile	15 A	
Coeff. temp. potenza	-0,30% / °C	
Coeff. temp. tensione	-167,4 mV / °C	
Coeff. temp. corrente	3,5 mA / °C	

Figura 2.1 Caratteristiche elettriche dei moduli SPR-X21-335-BLK e SPR-X21-345 [5]

Considerando un prezzo per pannello di circa 660\$ (circa 2\$ per watt), per garantire una potenza nominale dell'impianto di almeno 2 kWp bisogna disporre di 6 moduli per un prezzo complessivo di circa 4000\$.

L'array fotovoltaico formato consiste in 2 stringhe da 3 moduli l'una. Ipotizzando una situazione ottimale con irraggiamento e temperatura costanti pari a 1000 W/m^2 e $25 \text{ }^\circ\text{C}$ si avrà:

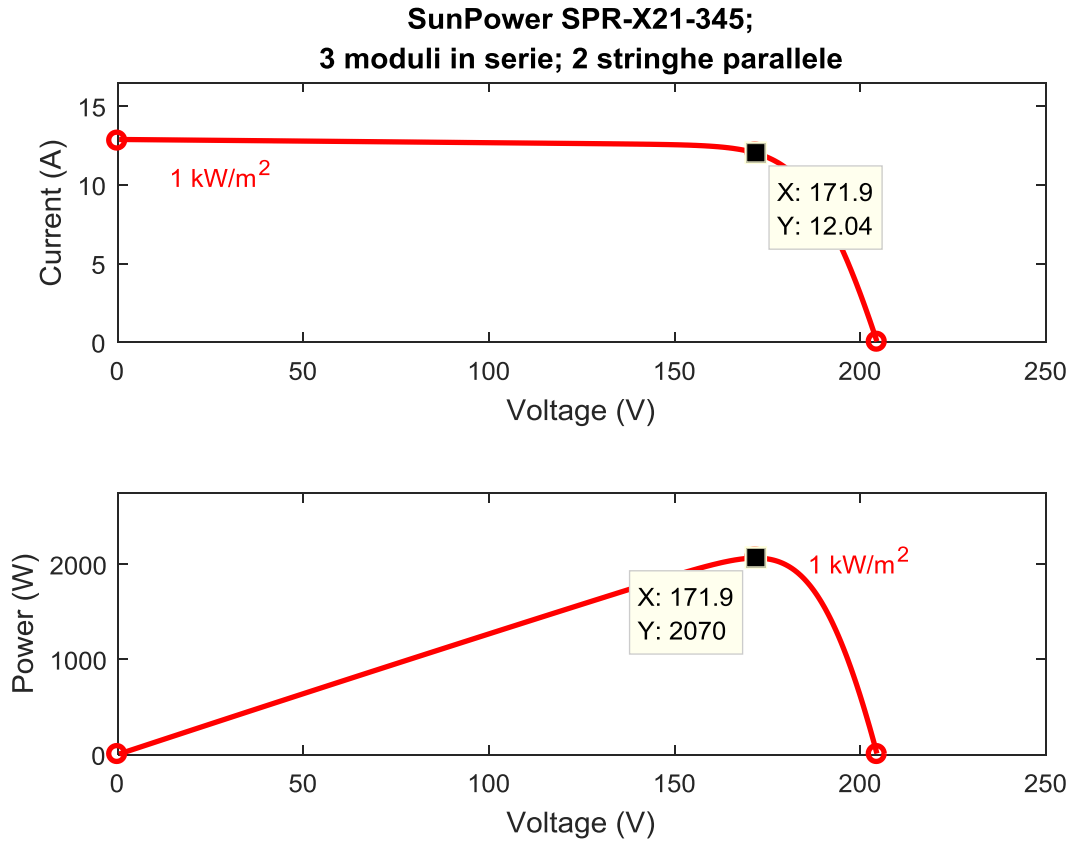


Figura 2.2 Grafici corrente-tensione e potenza-tensione del generatore

Da figura 2.2 si ottengono:

$$V_{mpp_tot} = V_{mpp_mod} * N_{mod} = 57.3 * 3 = 171.9 \text{ V}$$

$$V_{oc_tot} = V_{oc_mod} * N_{mod} = 68.2 * 3 = 204.6 \text{ V}$$

$$I_{mpp_tot} = I_{mpp_mod} * N_{str} = 6.02 * 2 = 12.04 \text{ A}$$

$$I_{sc_tot} = I_{sc_mod} * N_{str} = 6.39 * 2 = 12.78 \text{ A}$$

$$P_{mpp_tot} = I_{mpp_mod} * V_{mpp_mod} = 2.07 \text{ kW}$$

con N_{mod} = numero di moduli per stringa e N_{str} = numero di stringhe.

2.2. Convertitore DC-DC

Prerogativa del progetto è massimizzare la potenza generata dal modulo PV assicurandosi che esso operi in prossimità del punto di potenza massima anche ammettendo variazioni di irraggiamento o temperatura.

Per garantire questo si utilizza un convertitore DC-DC (ovvero un circuito tale che $V_{out} = k * V_{in}$) e si mantiene la tensione in uscita al convertitore costante di modo che variando il valore del parametro k , a cambiare sarà la tensione V_{in} ovvero la tensione in uscita dal generatore.

Essendo in ipotesi $V_{pv} = 171.9 V @ 1000 W/m^2$, per connettersi alla rete domestica (240 V, 60 Hz) serve implementare nel circuito un convertitore DC-DC che faccia innalzare il valore della tensione in uscita dal generatore che altrimenti sarebbe troppo bassa, come si denota dai valori del capitolo 2.1. Occorre quindi un Boost Converter.

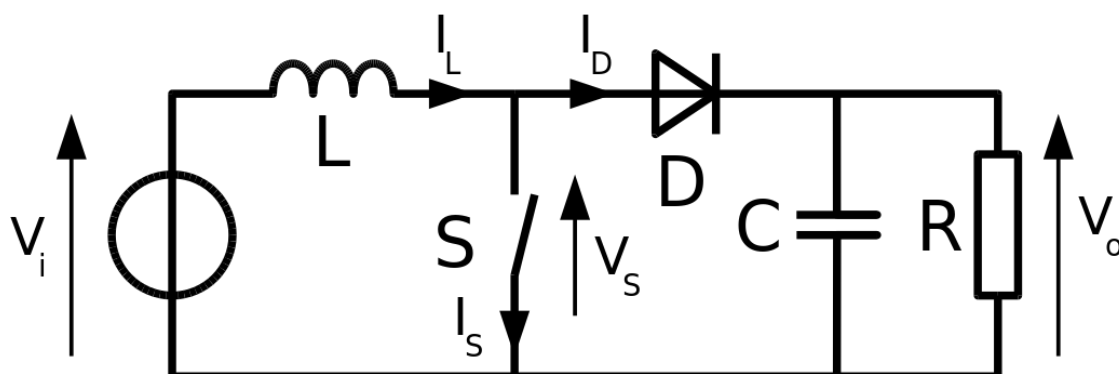


Figura 2.3 Boost Converter ideale

Il principio base di funzionamento consiste in due stati:

- 1- L'interruttore S è chiuso e aumenta la corrente nell'induttore;
- 2- S è aperto e la corrente passa attraverso diodo, capacità e carico provocando il trasferimento dell'energia dall'induttore alla capacità.

Analizzando la variazione di corrente si ottiene che:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 - D}$$

D rappresenta il duty cycle, ovvero il rapporto acceso/spento del commutatore. Risulta evidente che, essendo $0 < D < 1$, il circuito produce l'effetto di "elevare" la tensione di ingresso; per questo motivo il boost converter è definito un convertitore di step-up.

Chiamando R^* il carico visto del generatore e R_L il carico visto dal convertitore, la relazione tra le due risulta:

$$R^* = R_L (1 - D)^2$$

Consegue che per spostare la retta di carico nel punto di massima potenza occorre modificare il valore del duty cycle (tramite algoritmi di MPPT).

Nel modello si è scelto di utilizzare come commutatore un transistor bipolare a gate isolato (IGBT).

Per pilotare l'IGBT si pone in ingresso un segnale modulato tramite PWM (Pulse-Width Modulation) con frequenza di switching pari a 5000 Hz.

Il valore del duty cycle dell'onda PWM viene fornito dagli algoritmi di MPPT in modo da garantire che il generatore lavori alla massima potenza.

2.3 Max Power Point Tracking (MPPT)

Il modello realizzato analizza diverse tecniche per il tracciamento dell'MPP (Max Power Point) selezionabili tramite una funzione Matlab.

Di seguito si analizzano 3 differenti algoritmi.

2.3.1 Incremental Conductance (INC)

Questa tecnica si basa sulla comparazione tra conduttanza incrementale e istantanea.

Infatti nel punto di massima potenza vale:

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}} = 0$$

Se questa relazione risulta < 0 si aumenta il duty-cycle di un certo valore preimpostato, al contrario si decrementa.

Una volta raggiunto l'MPP il duty cycle rimane costante fino a nuovi cambiamenti di irraggiamento o temperatura.

Lo svantaggio di questa tecnica sta nella elevata complessità computazionale che ne rende difficile l'implementazione sia software che hardware.

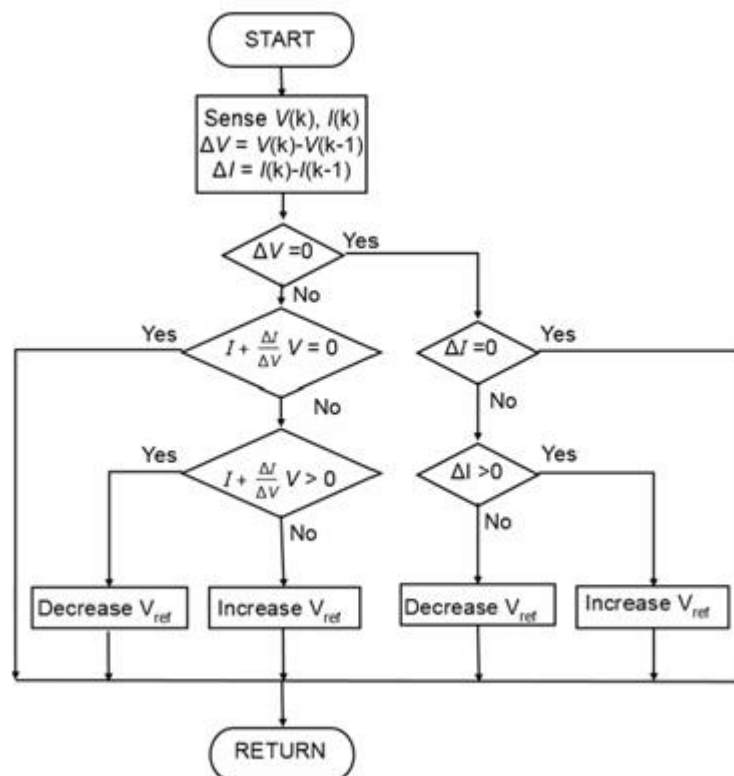


Figura 2.4 Schema logico dell'algoritmo di conduttanza incrementale [7]

In figura 2.4 viene riportato lo schema logico relativo all'algoritmo INC con riferimento diretto alla tensione anziché al duty cycle.

Nel progetto per ottenere $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$ si sono misurate le componenti fondamentali dei ripple di I_{pv} e V_{pv} tramite una finestra di tempo scorrevole e infine si è utilizzato un regolatore integrale per minimizzare l'errore $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} + \frac{I_{pv}}{V_{pv}}$.

2.3.2 Perturbation & Observation (P&O)

Algoritmo usato nella maggior parte dei sistemi PV, si basa sulla comparazione tra una perturbazione del valore del duty cycle (o in alcuni casi della tensione operativa) e la potenza generata.

In pratica è un continuo aggiustamento del d.c. in base alla potenza in uscita dal generatore fino ad arrivare al punto di massima potenza seguendo i passaggi logici in figura 2.5.

A seconda del valore del Δd , ovvero della perturbazione imposta al duty cycle, il tracciamento del punto di massima potenza potrà essere più o meno veloce.

Tuttavia visto che le perturbazioni sono continue, anche in stato di immobilità il punto operativo oscilla continuamente intorno all'MMP causando una perdita dell'energia disponibile che dipende dal valore del Δd scelto. Un Δd elevato garantisce maggiore velocità in seguito a cambiamenti ma maggiori perdite in situazioni costanti.

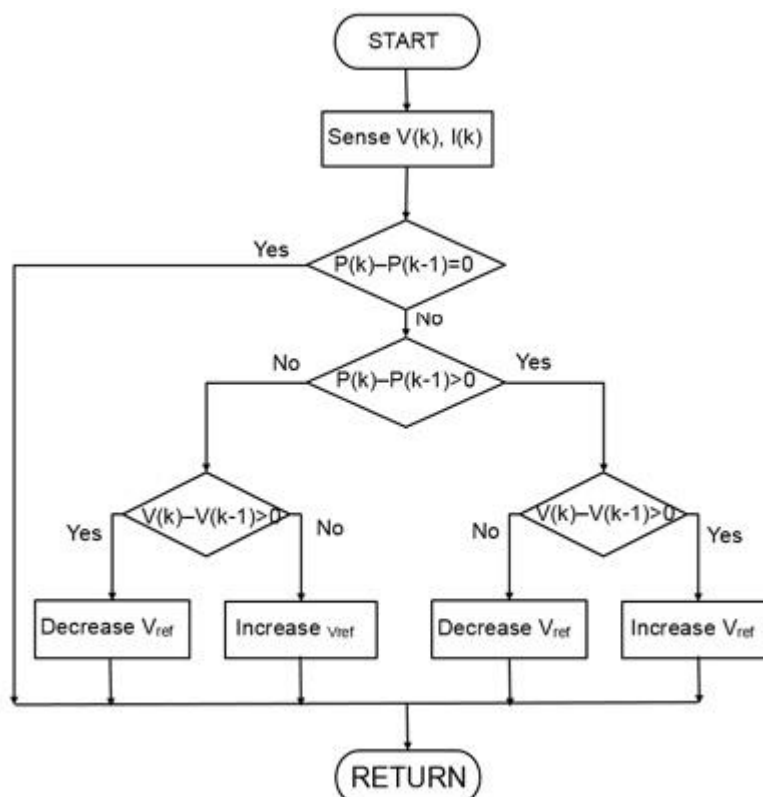


Figura 2.5 Schema logico dell'algoritmo P&O [7]

L'algoritmo P & O risulta semplice da implementare; nel modello si è costruita una funzione MATLAB che, dati in ingresso i valori di tensione e corrente del generatore, il duty cycle iniziale (0.5) e il Δd ($3e-4$), riporta in uscita il valore del duty cycle da utilizzare.

2.3.3 Fractional Open-Circuit Voltage (FOC)

Questa tecnica si differenzia dalle due viste in precedenza. Mentre le altre prevedono un adattamento del duty cycle in seguito a una misurazione della V_{pv} , questo algoritmo si basa sul principio che la V_{mpp} è sempre una frazione costante della V_{oc} .

$$V_{mpp} = k * V_{oc}$$

Il parametro k , generalmente è compreso tra 0.75 e 0.85, nel modello vale:

$$MPP\ Fraction = \frac{V_{mpp_mod}}{V_{oc_mod}} = \frac{57.3}{68.2} = 0.84$$

Per adattarsi ai cambiamenti di irraggiamento o temperatura bisogna poter leggere la tensione di circuito aperto continuamente in modo da poter stimare la V_{mpp} .

Per fare questo o si implementa un controllo che permette di staccare il carico, misurare la V_{oc} e riattaccare il carico o si utilizza una cella pilota (dello stesso tipo di quelle da cui è formato il pannello) affiancata al generatore dalla quale si misura la V_{oc} e si ricava di volta in volta la V_{oc} dell'intero generatore.

Sebbene questa tecnica risulti molto semplice da implementare presenta diversi svantaggi tra cui:

- Dover impiegare un' altra cella per le misurazioni;
- Perdita di precisione: la V_{oc} dell' array PV non sarà mai uguale a quella stimata partendo da una cella a causa delle perdite elettriche;

Nel modello, tramite una funzione MATLAB, si effettua un confronto tra la V_{oc} di riferimento stimata dalla cella pilota e la V_{pv} moltiplicata per 0.84. A seconda del segno di questa relazione si incrementa o decrementa il duty cycle.

Per concludere la descrizione dei 3 algoritmi di studio si propone in seguito una tabella (Tabella 2.6) che riassume vantaggi e svantaggi delle 3 tecniche di MPPT.

ALGORITMO	VANTAGGI	SVANTAGGI
INC	<ul style="list-style-type: none"> • Ricerca precisa dell'MPP • Duty Cycle costante nell'MPP 	<ul style="list-style-type: none"> • Complessità computazionale • Difficile implementazione SW e HW
P & O	<ul style="list-style-type: none"> • Rapidità di adattamento ai cambiamenti degli ingressi • Ricerca precisa dell'MPP • Facile implementazione 	<ul style="list-style-type: none"> • Variazioni continue del duty cycle anche in prossimità dell'MPP • Leggera perdita di energia dovuta alle oscillazioni
FOC	<ul style="list-style-type: none"> • Facile implementazione • Rapidità di adattamento ai cambiamenti 	<ul style="list-style-type: none"> • MPP stimato • Necessità di una cella pilota • V_{oc} del generatore stimata da una singola cella

Tabella 2.6 Tabella riassuntiva di vantaggi e svantaggi dei 3 algoritmi

2.4 Inverter

Come anticipato nel capitolo 1.2.2 l'inverter deve regolare la tensione in uscita dal convertitore sul lato c.c. e generare una tensione tale da mantenere la corrente I_a in fase con la tensione di rete sul lato c.a.

Per fare ciò si è implementato un Full-Bridge formato anche in questo caso da IGBT comandati da un segnale PWM.

Per arrivare al segnale PWM corretto sono necessari diversi blocchi:

- Regolatore di tensione;
- PLL;
- Regolatore di corrente;

In figura 2.7 si ripropone una parte schematico di un impianto grid-tied a doppio stadio allo scopo di poter visualizzare blocchi e riferimenti che si andranno a descrivere.

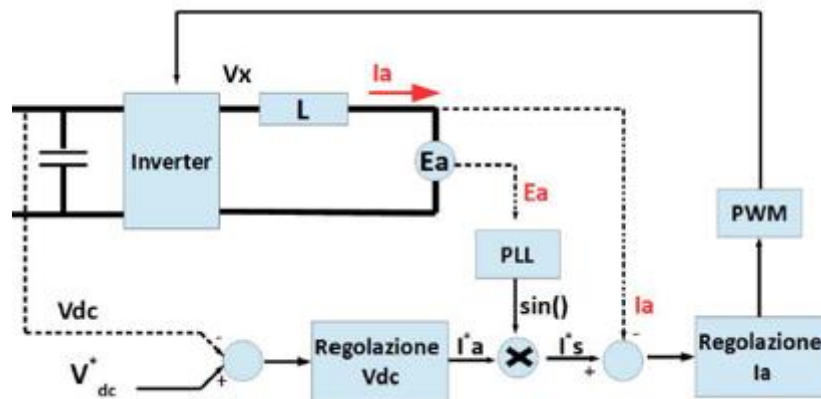


Figura 2.7 Schema a blocchi del controllo dell'inverter

Il **regolatore di tensione** confronta la tensione di riferimento con la tensione effettiva in uscita dal convertitore poi, tramite un regolatore proporzionale integrale PI che assicura un errore a regime nullo, fornisce in uscita una corrente I_a^* di riferimento.

Il **blocco PLL** prende in ingresso i valori di tensione e corrente della rete a cui è collegato l'impianto e genera un segnale sinusoidale di ampiezza unitaria isofrequenziale e in fase con la tensione di alimentazione E_a .

Questo segnale viene moltiplicato per la corrente in uscita dal regolatore di tensione formando I_s^* .

Il **regolatore di corrente**, sempre tramite un regolatore PI, fornisce il riferimento per la tensione di uscita dell'inverter in funzione dell'errore tra la corrente desiderata I_s^* e quella misurata sulla rete.

Questa tensione viene posta in ingresso a un blocco PWM che creerà il segnale per il controllo dell'inverter.

3. Validazione

In questo primo capitolo si andrà a verificare il funzionamento del modello secondo le componenti e gli algoritmi scelti.

3.1 *Analisi in condizioni di ingresso costanti*

Per verificare il corretto funzionamento dell'impianto, si analizza il sistema ponendo configurazioni di ingresso costanti:

1. Irraggiamento = 1000 W/m^2 , Temperatura = $0 \text{ }^\circ\text{C}$;
2. Irraggiamento = 1000 W/m^2 , Temperatura = $25 \text{ }^\circ\text{C}$;
3. Irraggiamento = 250 W/m^2 , Temperatura = $25 \text{ }^\circ\text{C}$;

Nominalmente risulta:

1. $P_{mpp} = 2.215 \text{ kW @ } 185.5 \text{ V}$
 $V_{oc} = 217 \text{ V}$
2. $P_{mpp} = 2.07 \text{ kW @ } 171.9 \text{ V}$
 $V_{oc} = 204.6 \text{ V}$
3. $P_{mpp} = 0.5097 \text{ kW @ } 169.4 \text{ V}$
 $V_{oc} = 194.5 \text{ V}$

Per effettuare queste prime analisi si è scelto di utilizzare l'algoritmo INC. Lo scopo di questo è verificare che il sistema funzioni sia in situazioni estreme (casi 1 e 3) che in situazioni ottimali (caso 2).

La verifica del corretto funzionamento dei vari algoritmi di MPPT proposti viene lasciata al capitolo 3.2.

Caso 1:

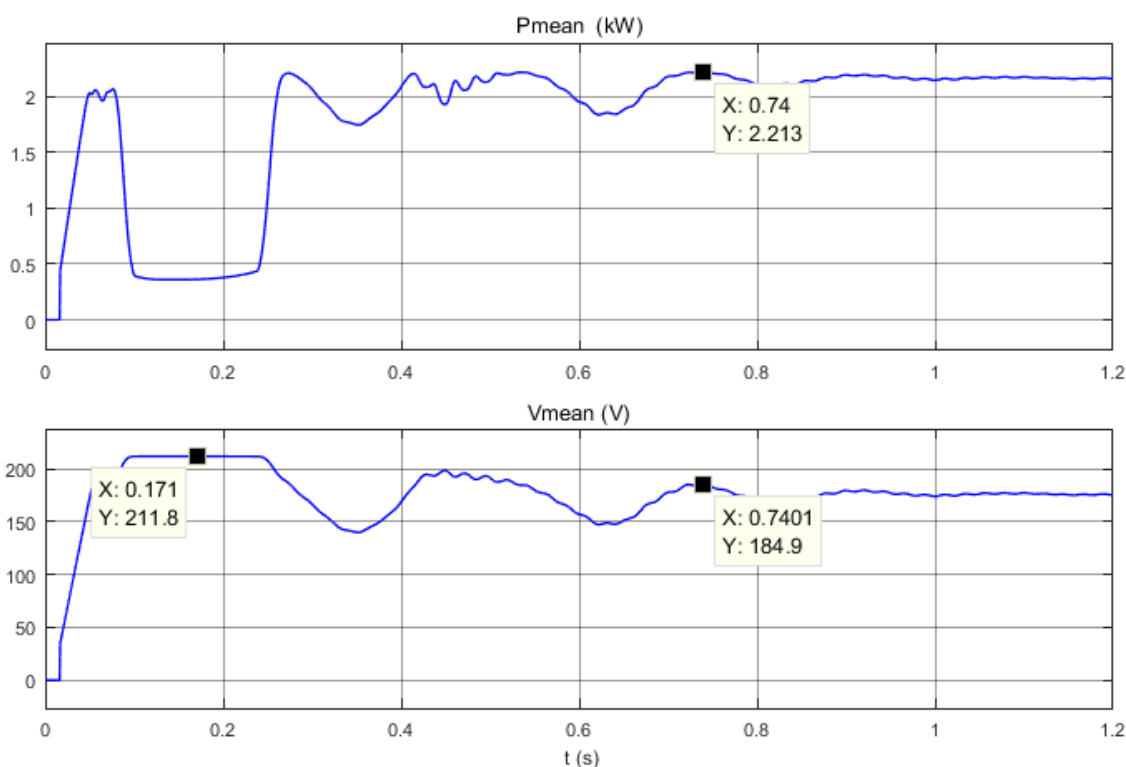


Figura 3.1 Potenza e tensione in uscita dall'array PV nel caso 1.

In figura 3.1 si nota come i valori effettivi non sono esattamente uguali ma sono riconducibili ai nominali:

$$P_{mpp} = 2.213 \text{ kW @ } 184.9 \text{ V}$$
$$V_{oc} = 211.8 \text{ V}$$

Si nota come il sistema reagisce correttamente anche a bassa temperature e alto irraggiamento stabilizzando la potenza intorno al valore nominale previsto.

Caso 2:

Dalla figura 3.2 si osservano anche in questo caso valori simili ai nominali:

$$P_{mpp} = 2.065 \text{ kW @ } 171.6 \text{ V}$$
$$V_{oc} = 199.7 \text{ V}$$

In condizioni ottimali il sistema funziona perfettamente.

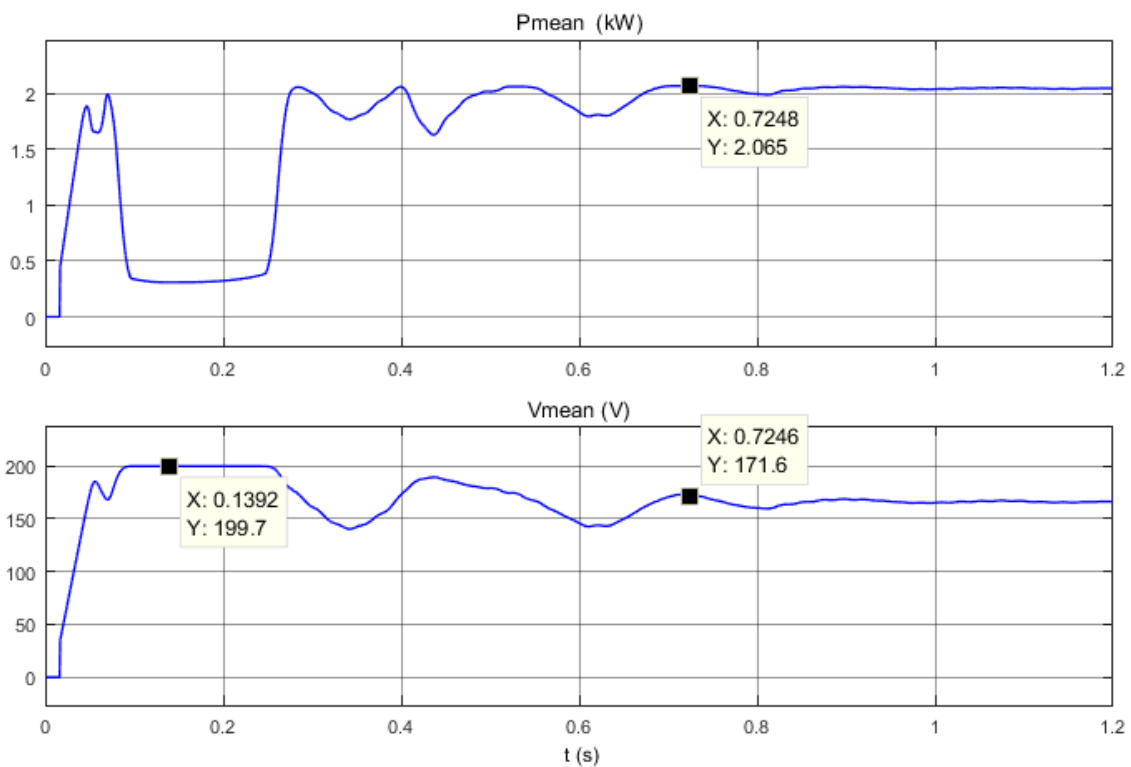


Figura 3.2 Potenza e tensione in uscita dall'array PV nel caso 2.

Caso 3:

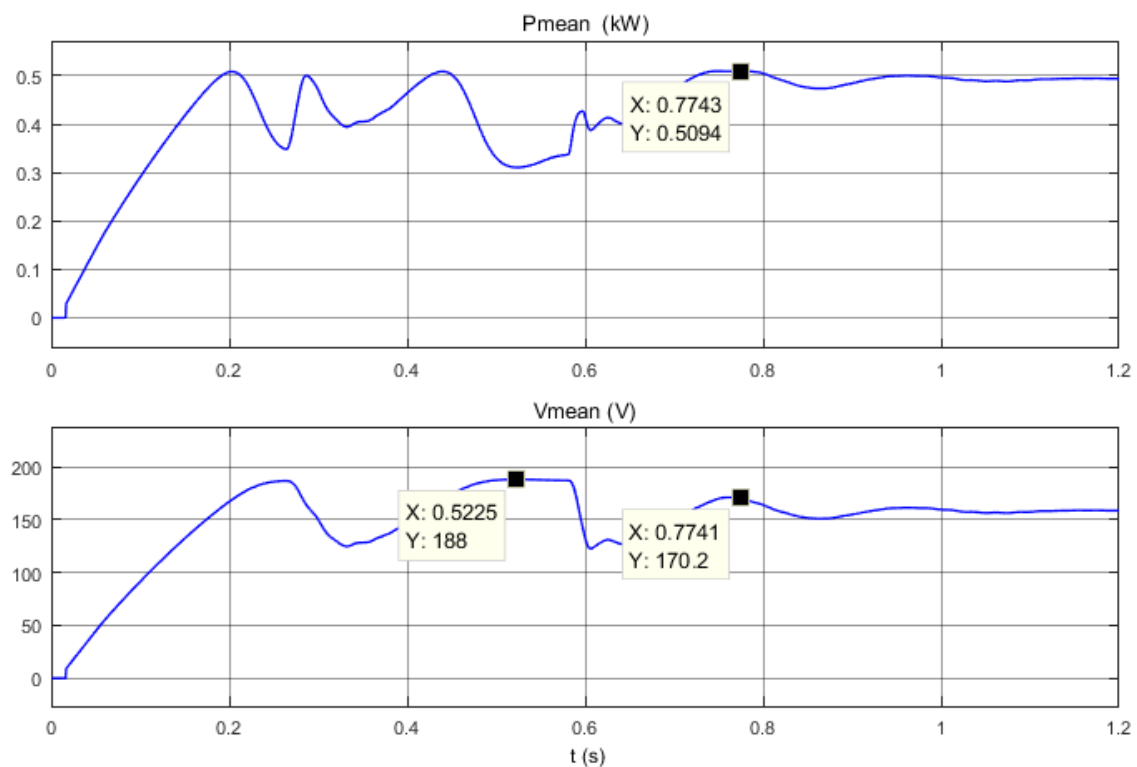


Figura 3.3 Potenza e tensione in uscita dall'array PV nel caso 3.

In ultima analisi risulta che anche in situazioni di scarso irraggiamento il sistema raggiunge i valori previsti nominalmente:

$$P_{mpp} = 2.065 \text{ kW @ } 171.6 \text{ V}$$

$$V_{oc} = 199.7 \text{ V}$$

Da questi risultati si evince che il sistema riesce a operare sia a valori di tensione e potenza massimi sia minimi riportando risultati conformi a quelli teorici ipotizzati.

3.2 Verifica MPPT

Facendo variare gli ingressi nel tempo si vuole osservare come gli algoritmi di MPPT operino sul punto di lavoro del generatore PV individuando e mantenendo il punto di massima potenza a seconda della variazione di irraggiamento o temperatura.

3.2.1 Irraggiamento fisso / Temperatura variabile

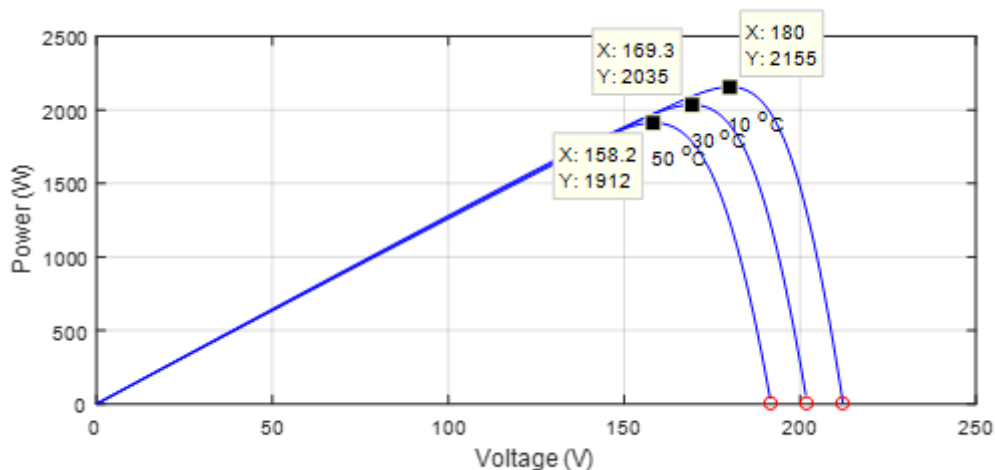


Figura 3.4 Grafico P- V dell'array fotovoltaico al variare della temperatura

In figura 3.4 si osservano, per un irraggiamento costante pari a 1000 W/m^2 , i 3 punti di massima potenza a una temperatura variabile tra 10, 30 e 50 gradi. Di seguito si riportano i valori relativi all'MPP.

$$P_{mpp} @ 10^{\circ}C = 2.155 \text{ kW}$$

$$V_{mpp} @ 10^{\circ}C = 180 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 30^{\circ}C = 2.035 \text{ kW}$$

$$V_{mpp} @ 30^{\circ}C = 169.3 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 50^{\circ}C = 1.912 \text{ kW}$$

$$V_{mpp} @ 50^{\circ}C = 158.2 \text{ V}$$

Differenziando tra i 3 tipi di algoritmo di MPPT proposti nel modello si avranno 3 simulazioni differenti.

1) Incremental conductance

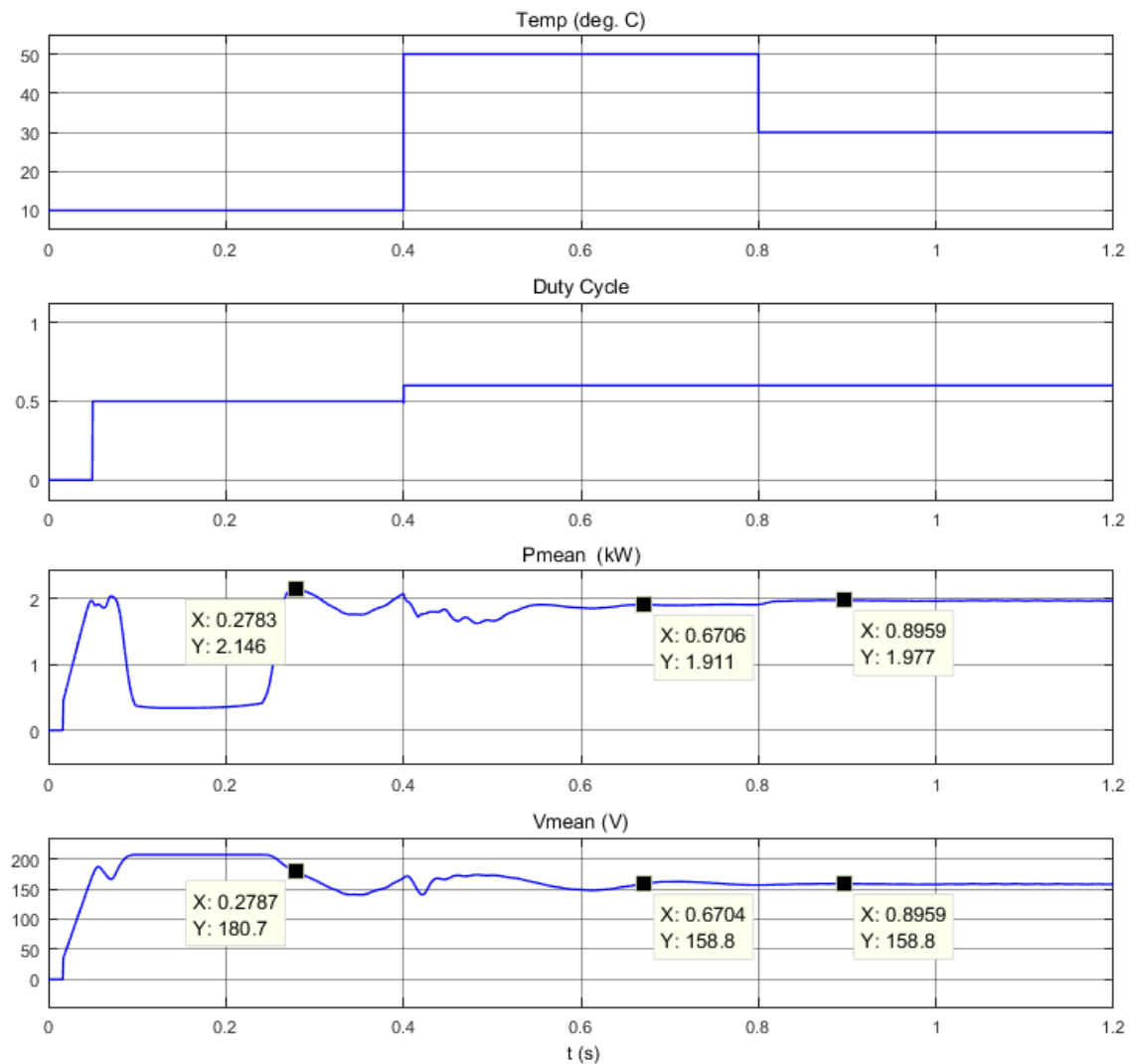


Figura 3.5 Grafici a temperatura variabile relativi all'algoritmo INC

In figura 3.5 i cursori evidenziano i 3 MPP per i 3 livelli di temperatura. A 10 °C il punto di massima potenza (2.146 kW @ 180.7 V) si trova quasi esattamente al punto previsto in figura 3.5.

Quando la temperatura si alza e passa a 50 °C il duty cycle aumenta portando la tensione in uscita dal generatore a un livello inferiore al fine di raggiungere il MPP previsto ovvero 1.911 kW @ 158.8 V.

All'ennesima variazione della temperatura (30 °C) il sistema risponde con un leggero aumento del punto di massima potenza, precisamente 1.977 kW @ 158.8 V.

Interessante notare come il duty cycle rimanga fisso una volta raggiunto il valore richiesto.

2) P & O

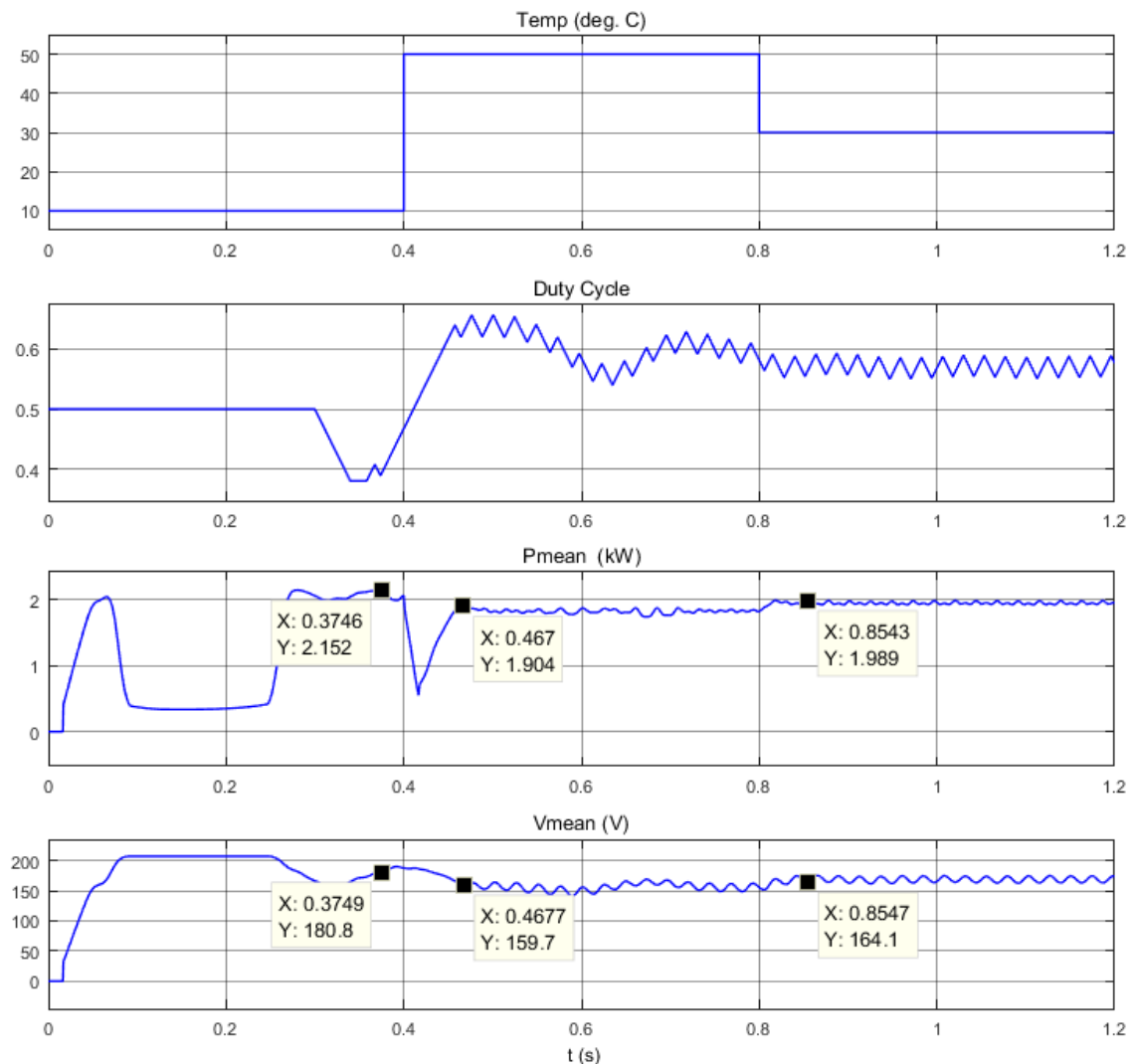


Figura 3.6 Grafici a temperatura variabile relativi all'algorithm P&O

Dalla figura 3.6 si ricava:

$$P_{mpp}@ 10^{\circ}C = 2.152 \text{ kW @ } 180.8 \text{ V}$$

$$P_{mpp}@ 50^{\circ}C = 1.904 \text{ kW @ } 159.7 \text{ V}$$

$$P_{mpp}@ 30^{\circ}C = 1.989 \text{ kW @ } 164.1 \text{ V}$$

Per cui l' algoritmo risponde correttamente ai cambiamenti di temperatura.

Osservando il duty cycle si osservano i continui scostamenti attorno al punto di massima potenza tipici dell' algoritmo di P&O.

Come sottolineato nel capitolo 2.3.2 queste continue perturbazioni causando una perdita di potenza riscontrabile nelle oscillazioni nel grafico della potenza.

3) Fractional Open Circuit Voltage

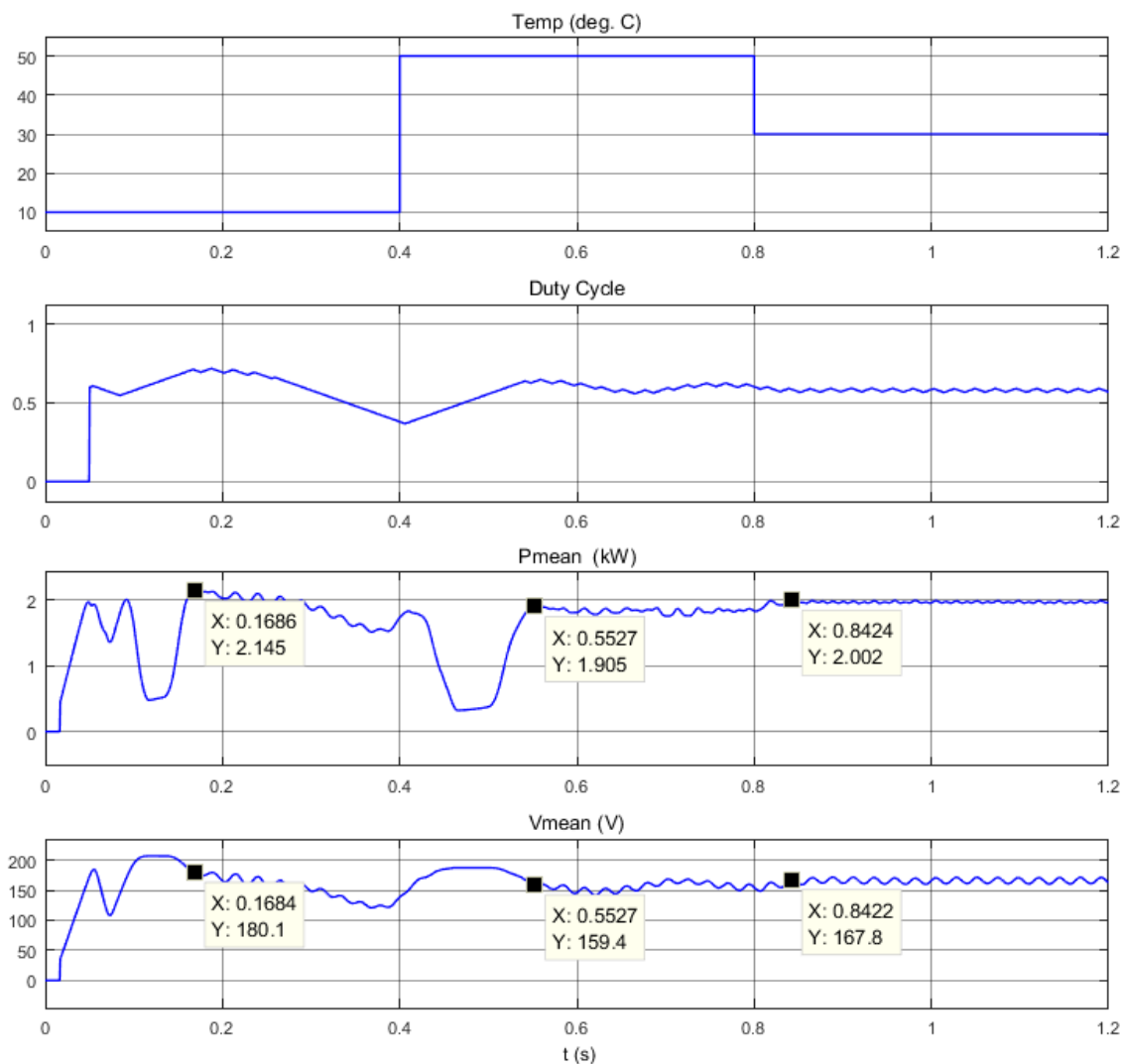


Figura 3.7 Grafici a temperatura variabile relativi all' algoritmo FOC

Dalla figura 3.7 si ricava:

$$P_{mpp}@ 10^{\circ}C = 2.145 \text{ kW @ } 180.1 \text{ V}$$

$$P_{mpp}@ 50^{\circ}C = 1.905 \text{ kW @ } 159.4 \text{ V}$$

$$P_{mpp}@ 30^{\circ}C = 2.002 \text{ kW @ } 167.8 \text{ V}$$

Anche con quest'ultimo algoritmo il sistema si posiziona nei punti di lavoro previsti e lo fa con ancora maggior precisione rispetto ai precedenti.

Le variazioni di duty cycle dipendono dalla V_{oc} della cella pilota confrontata con la tensione in uscita dal generatore per il fattore k ; se $V_{pv} * k < V_{oc}$ il duty cycle cala, in alternativa aumenta. Per questo nel momento la temperatura passa da 10 a 50 °C e conseguentemente la V_{oc} cala bruscamente si nota come il duty cycle cresca fino a fermarsi una volta raggiunto il punto di massima potenza.

3.2.2 Irraggiamento variabile / Temperatura fissa

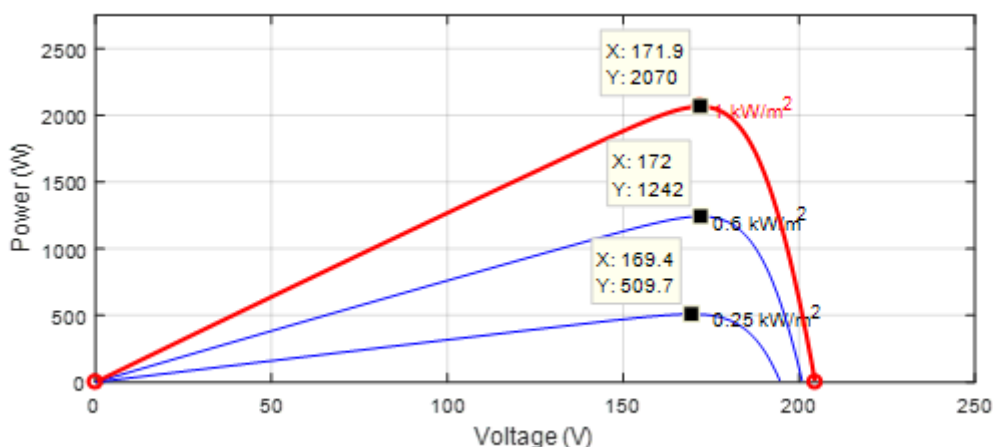


Figura 3.8 Grafico P- V dell'array fotovoltaico al variare dell'irraggiamento

In figura 3.8 si osservano, a una temperatura costante pari a 25°C, i 3 punti di massima potenza per un irraggiamento variabile tra 250, 600 e 1000 W/m^2 .

Di seguito si riportano i valori relativi ai 3 MPP.

$$P_{mpp} @ 250 \text{ W/m}^2 = 0.509 \text{ kW}$$

$$V_{mpp} @ 250 \text{ W/m}^2 = 169.4 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 600 \text{ W/m}^2 = 1.242 \text{ kW}$$

$$V_{mpp} @ 600 \text{ W/m}^2 = 172 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 1000 \text{ W/m}^2 = 2.07 \text{ kW}$$

$$V_{mpp} @ 1000 \text{ W/m}^2 = 171.9 \text{ V}$$

Differenziando tra i 3 tipi di algoritmo di MPPT proposti nel modello si avranno 3 simulazioni differenti.

1) Incremental conductance

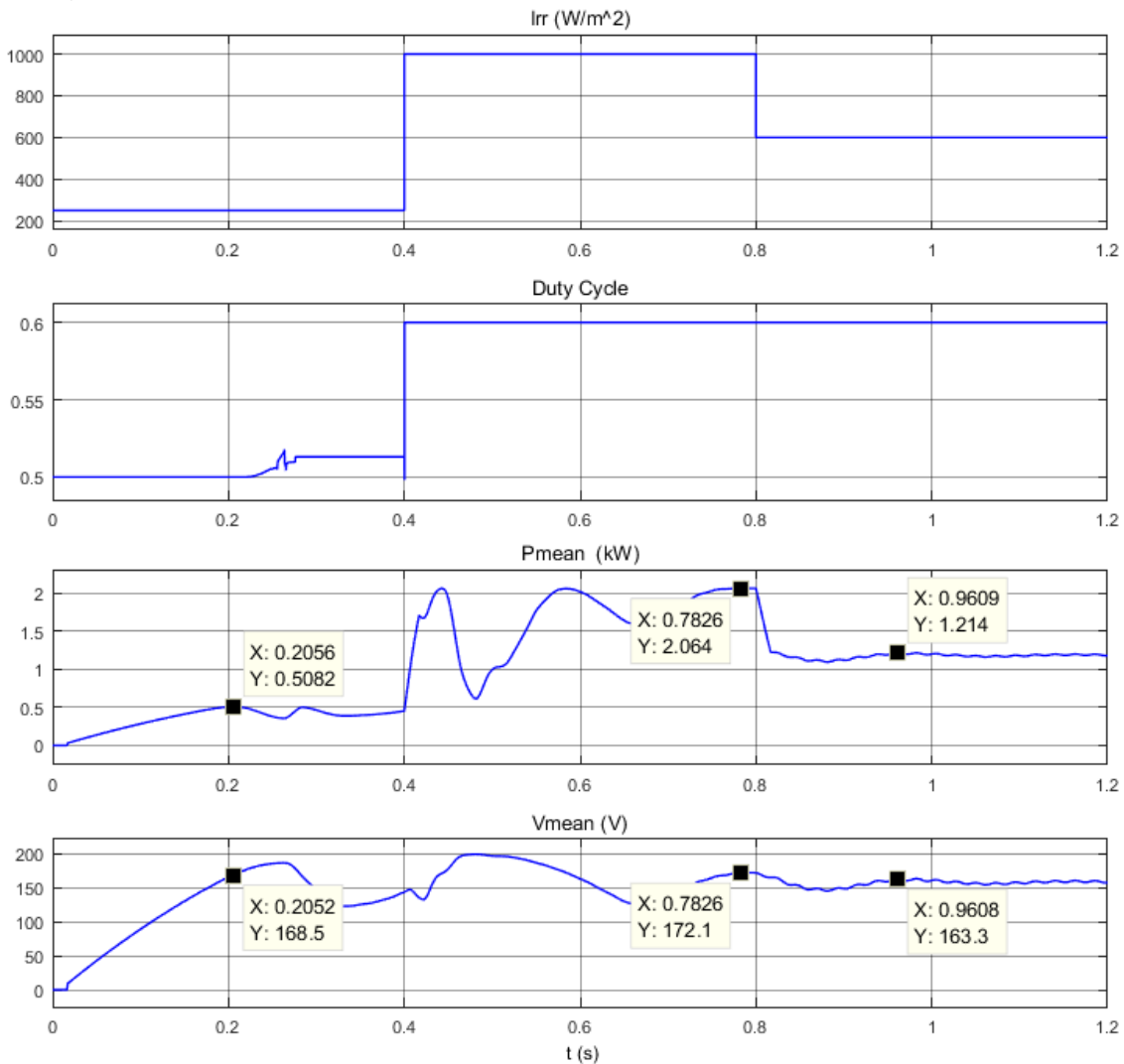


Figura 3.9 Grafici ad irraggiamento variabile relativi all'algoritmo INC

In figura 3.9 i cursori evidenziano i 3 MPP per i 3 livelli di irraggiamento. Dal grafico si ricava:

$$P_{mpp} @ 250 \text{ W/m}^2 = 0.5082 \text{ kW @ } 168.5 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 1000 \text{ W/m}^2 = 2.064 \text{ kW @ } 172.1 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 600 \text{ W/m}^2 = 1.214 \text{ kW @ } 163.3 \text{ V}$$

L'algoritmo dimostra dunque di reagire correttamente alle variazioni di irraggiamento spostandosi sempre presso il punto di massima potenza stabilito teoricamente.

Anche in questa condizione si nota come il duty cycle rimanga fisso una volta raggiunto il valore richiesto.

2) P & O

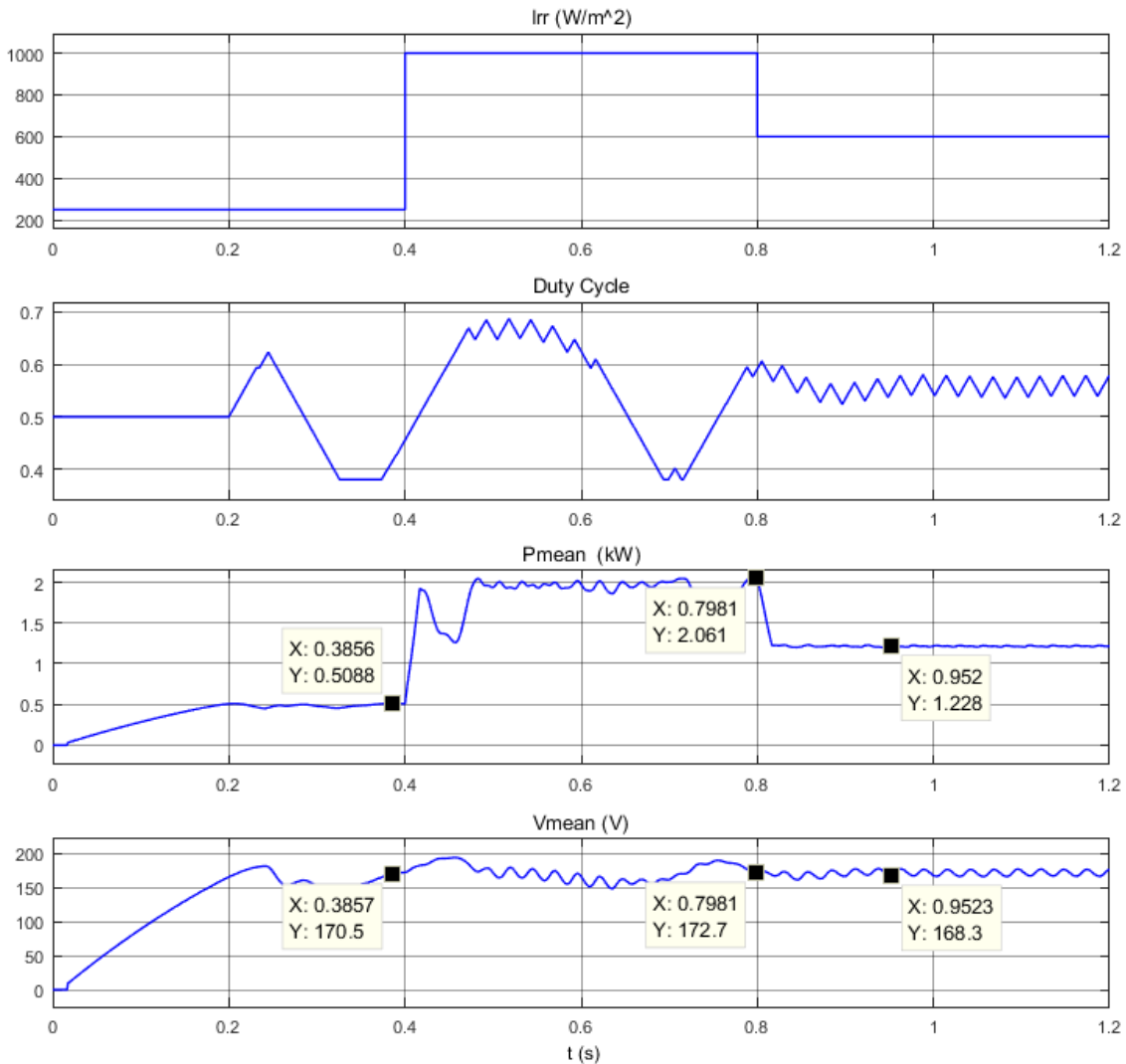


Figura 3.10 Grafici ad irraggiamento variabile relativi all'algoritmo P&O

Dalla figura 3.10 si ottiene:

$$P_{mpp} @ 250 \text{ W/m}^2 = 0.5088 \text{ kW} @ 170.5 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 1000 \text{ W/m}^2 = 2.061 \text{ kW} @ 172.7 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 600 \text{ W/m}^2 = 1.228 \text{ kW} @ 168.3 \text{ V}$$

Si può, quindi, constatare che l'algoritmo di P&O risulta particolarmente efficace anche per irraggiamento variabile in ingresso al generatore.

Rispetto all'algoritmo INC, il P&O risulta più rapido e preciso nel raggiungere l'MPP, tuttavia sono sempre presenti le oscillazioni di duty cycle che causano una leggera perdita di energia.

3) Fractional Open Circuit Voltage

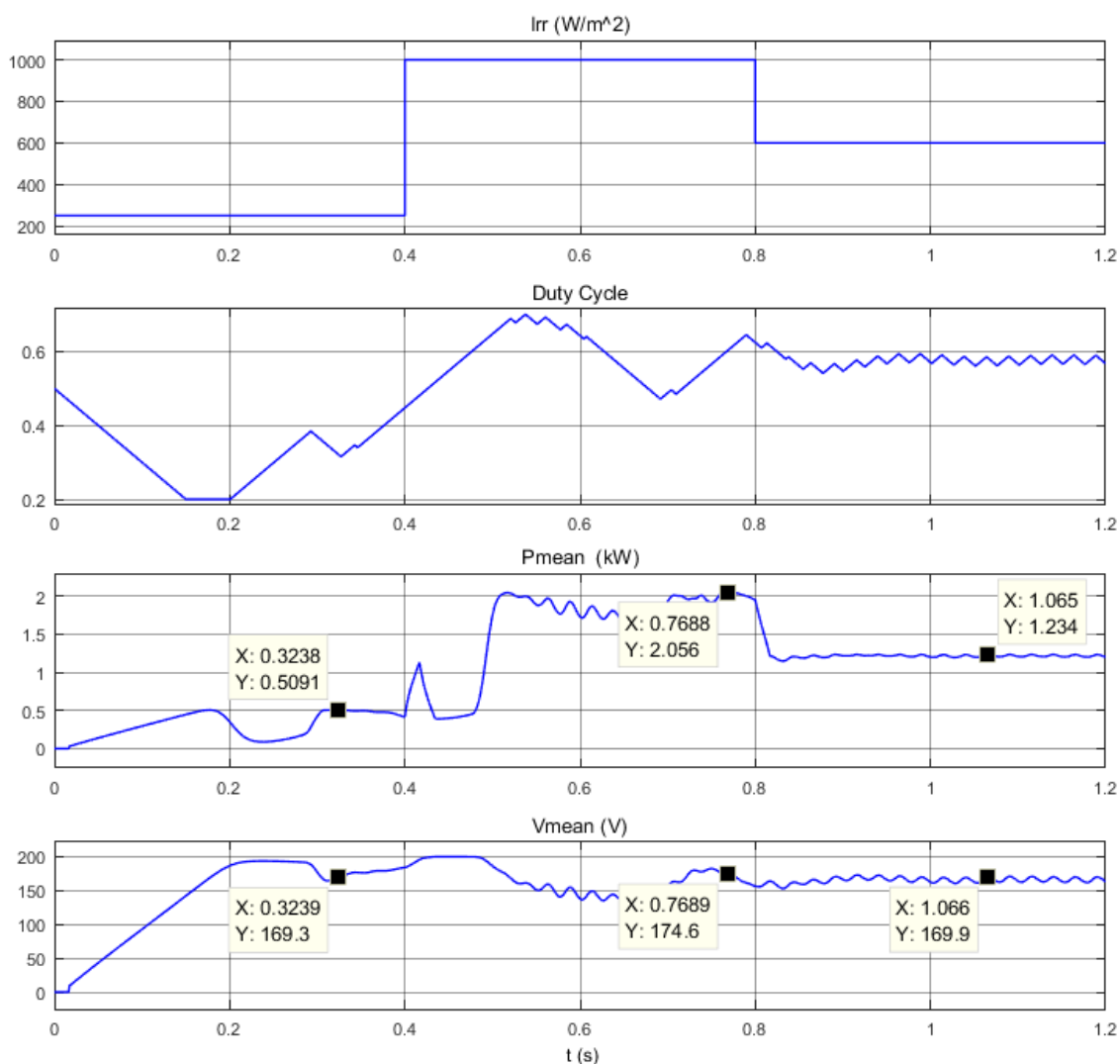


Figura 3.11 Grafici ad irraggiamento variabile relativi all'algoritmo FOC

Dalla figura 3.11 si ricava:

$$P_{mpp} @ 250 \text{ W/m}^2 = 0.5091 \text{ kW @ } 169.3 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 1000 \text{ W/m}^2 = 2.056 \text{ kW @ } 174.6 \text{ V}$$

$$P_{mpp} @ 600 \text{ W/m}^2 = 1.234 \text{ kW @ } 169.9 \text{ V}$$

Dalla figura si nota come al crescere dell'irraggiamento consegue un calo della V_{oc} e il duty cycle difatti aumenta; quando l'irraggiamento ritorna a un livello inferiore (da 1000 a 600 W/m^2) la V_{oc} aumenta e conseguentemente si osserva un decremento del duty cycle.

L'algoritmo FOC risulta meno rapido rispetto al P&O ma mantiene una buona precisione nei risultati.

3.2.3 Conclusioni

In questo elaborato vengono descritti il modello Simulink e la sua validazione di un impianto fotovoltaico di bassa potenza dotato di MPPT. Le simulazioni eseguite sugli algoritmi hanno confermato diversi aspetti significativi delle tre tecniche in esame.

In particolare l'algoritmo INC (INC=Incremental Conductance) ha dimostrato una accurata precisione nelle simulazioni con irraggiamento e temperatura costanti mentre risulta meno efficace nelle situazioni di ingressi variabili in cui necessita di più tempo rispetto agli altri per assestarsi sui giusti valori di MPP.

L'algoritmo FOC (FOC=Fractional Open-Circuit Voltage) si è dimostrato di semplice implementazione e ha garantito una buona capacità di adattamento alle variazioni di temperatura ed irradianza. La relativa elevata precisione riscontrata nelle simulazioni in parte smentisce le caratteristiche di questo algoritmo. Il comportamento atteso era quello di un algoritmo con limitata precisione legata al fatto che la tensione di circuito aperto non è normalmente nota e deve essere stimata oppure misurata. In effetti il risultato può essere in parte dovuto al fatto che la cella pilota utilizzata per la misura della tensione di circuito aperto è uguale alle celle dell'array PV ed è sottoposta agli stessi valori di irraggiamento e temperatura, situazione che normalmente non si verifica a rigore a causa dell'area minore della cella.

Al netto di una leggerissima perdita di potenza dovuta alle continue oscillazioni del duty cycle, l'algoritmo che risulta maggiormente efficace risulta essere l'algoritmo P & O (P&O=Perturbation & Observation), in grado di garantire fedeltà ai valori nominali e velocità nel raggiungere l'MPP al variare di irraggiamento o temperatura.

Con queste considerazioni non si vuole pretendere di fornire descrizioni assolute degli algoritmi in questione in quanto andrebbero analizzati con implementazioni e parametri ottimizzati. In questo lavoro non è stata infatti portata a termine nessuna ottimizzazione dei parametri di regolazione degli algoritmi di MPPT.

L'efficacia del modello proposto sta nel poter scegliere velocemente tra diversi algoritmi di MPPT e diversi valori di irraggiamento e temperatura lasciando inalterati gli altri componenti dell'impianto.

Il modello si presta dunque facilmente a ulteriori futuri sviluppi quali possono essere l'implementazione e l'analisi di altri algoritmi di MPPT (Fractional short-circuit current, fuzzy logic based ecc.) oppure l'analisi dell'efficienza dell'impianto su uno specifico territorio prendendo in considerazione i valori meteorologici statistici del posto.

Riferimenti

- [1] Data: Terna - Gaudi.
[Online]
- [2] Data: Green et al.: Solar Cell Efficiency Tables (Version 48), Progress in PV: Research and Applications 2016. Graph: PSE AG 2016.
- [3] Mauro Zanucoli, dispense del corso di Laboratorio di dispositivi e impianti fotovoltaici A.A. 2017/18.
- [4] Stefano Bifaretti, Vincenzo Iacovone, *Convertitori per sistemi di generazione fotovoltaici*.
- [5] SunPower X21-345 Datasheet.
<http://www.staes.it/prodotti/download/doc_view/71-scheda-tecnica-345-sunpower-new>
[Online]
- [6] D.P.Hohm, M.E.Ropp, *Comparative Study of Maximum Power Point Tracking Algorithms*,
Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 2000.
- [7] Mathworks.
<https://it.mathworks.com/discovery/mppt-algorithm.html?s_tid=srchtitle>
[Online]
- [8] Antonio Vincenti, *Sistemi fotovoltaici per l'autoconsumo*,
5 novembre 2014.