

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITA' DI BOLOGNA
SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA
CON SEDE A FORLI'

CORSO DI LAUREA
IN INGEGNERIA MECCANICA
Classe: L-9

-Sede di Forli'-

ELABORATO FINALE DI LAUREA

In Azionamenti Elettrici

ALGORITMI MPPT PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI

CANDIDATO:

EMILIANI LUCA

RELATORE:

TANI ANGELO

Anno Accademico 2012/2013
Sessione III

Indice

Introduzione.....	1
CAPITOLO 1: Introduzione alla generazione fotovoltaica.....	3
1.1 Pannello fotovoltaico.....	3
1.2 Curva caratteristica di una cella solare.....	8
1.3 Punto di funzionamento e utilizzo MPPT.....	13
CAPITOLO 2: Sistemi fotovoltaici con controllo MPPT.....	16
2.1 Impianto a struttura triangolare e triangolare modificata.....	16
2.2 Tecnica della caduta di tensione sul condensatore DC-LINK.....	18
CAPITOLO 3: Principali metodi MPPT.....	22
3.1 Perturba & Osserva.....	22
3.2 Metodo della conduttanza incrementale.....	23
3.3 Controllo tramite Fuzzy Logic.....	27
3.4 Tracciamento a Tensione Costante.....	30
3.5 Metodo della Tensione a Circuito Aperto.....	31
CAPITOLO 4: Metodo Perturba & Osserva.....	33
4.1 Perturba & Osserva.....	33
4.2 Metodo della Comparazione dei Tre Punti Pesati.....	36
4.3 Nuovo algoritmo MPPT a passo variabile.....	38
CAPITOLO 5: Simulazione.....	42
5.1 Simulink e Matlab.....	42
5.2 Schema dell'impianto.....	44
5.3 Simulazione dell'impianto con algoritmo a tracciamento a tensione costante.....	51
5.4 Simulazione dell'impianto con algoritmo P&O.....	63
5.5 Simulazione dell'impianto con algoritmo MPPT a passo variabile.....	72
CONCLUSIONE.....	82
BIBLIOGRAFIA.....	84

INTRODUZIONE

In questi ultimi tempi con la crescita della domanda energetica soprattutto di paesi in via di sviluppo si guarda sempre più ad energie alternative visto anche l'aumento del prezzo dei combustibili fossili e la loro limitata scorta. Il fotovoltaico si presta come valida alternativa energetica per una produzione elettrica più pulita e potenzialmente illimitata, visto la sua dipendenza dalla stella del nostro sistema solare, rispetto invece all'uso di combustibili fossili o nucleari. Gli impianti fotovoltaici inoltre sono soggetti, una volta messi in funzione, a bassi costi di manutenzione e la loro vita utile si aggira intorno ai 25-30 anni. L'algoritmo MPPT (Maximum Power Point Tracking) è un particolare strumento di controllo che ha lo scopo di raggiungere il punto di massima potenza erogabile dal pannello fotovoltaico interfacciando carico e pannello solare stesso in ogni momento considerando variazioni singole o contemporanee di temperatura, radiazione solare, ombreggiature e caratteristica del modulo solare. Il suo impiego risulta quindi di fondamentale importanza vista la transitorietà delle condizioni a cui il pannello fotovoltaico è sottoposto per raggiungere sempre la massima efficienza di conversione ed estrarre dal pannello la massima potenza elettrica.

Nella tesi viene trattato il principio di funzionamento della generazione elettrica tramite cella fotovoltaica con tutte le varie problematiche. Inoltre vengono descritti diversi sistemi fotovoltaici con i loro componenti e l'utilizzo degli algoritmi MPPT nei convertitori di energia elettrica. Si elencano infine diversi sistemi MPPT con particolare attenzione al Perturba & Osserva. Di seguito il contenuto dei vari capitoli.

Nel primo capitolo, partendo dal funzionamento di una cella fotovoltaica sottoposta a irraggiamento solare, si arriva alla composizione di campi fotovoltaici e i loro diversi utilizzi. Si descrive la caratteristica elettrica della suddetta cella fotovoltaica e la sua dipendenza da temperatura e radiazione solare. Infine si anticipa il funzionamento del MPPT per raggiungere il punto di massima potenza MPP.

Nel secondo capitolo si presentano tre diverse tipologie di strutture di sistemi fotovoltaici con controllo tramite MPPT.

Nel terzo si tratta una serie di diversi algoritmi MPPT per ognuno dei quali si descrive il funzionamento, la sua efficacia, pregi e difetti.

Nel quarto capitolo si presenta una trattazione dettagliata del più comune algoritmo MPPT ovvero il Perturba e Osserva con la sua implementazione cioè il Metodo della comparazione dei Tre Punti Pesati e viene inoltre presentato il nuovo algoritmo proposto a passo variabile con i relativi miglioramenti rispetto al Perturba & Osserva.

Nel capitolo 5 si tratta la parte di simulazione di un impianto che simula qualsiasi condizione di temperatura e irraggiamento a cui è applicato l'algoritmo MPPT a tensione costante, P&O e il nuovo MPPT a passo variabile. Ognuno dei tre algoritmi è sottoposto a diverse condizioni di irraggiamento e temperatura.

CAPITOLO 1

INTRODUZIONE ALLA GENERAZIONE FOTOVOLTAICA

In questo capitolo viene descritto il principio di funzionamento di una cella fotovoltaica considerando anche il suo circuito equivalente e la sua composizione per formare impianti fotovoltaici a loro volta classificati a seconda della tipologia di utilizzo e connessione o meno alla rete elettrica nazionale. Inoltre si presenta la caratteristica Corrente-Tensione di un modulo fotovoltaico con la dipendenza dall'irraggiamento solare e dalla temperatura. Infine viene trattato lo scopo dell'algoritmo MPPT e il suo inserimento nei dispositivi di conversione elettrica.

1.1 Pannello fotovoltaico

L'energia solare è l'energia associata alla radiazione solare e da essa derivano direttamente o meno tutte le altre fonti energetiche fossili e alternative a meno di quella nucleare e geotermica. La si può sfruttare come alternativa ai combustibili fossili tradizionali rispetto ai quali è un'energia rinnovabile e per molti aspetti pulita. L'energia solare si può sfruttare in diversi modi a seconda della tecnologia che si vuole utilizzare, tuttavia per alcuni di questi, come la generazione fotovoltaica, la produzione di energia utile è limitata dall'alternanza giorno-notte e dalle condizioni meteorologiche. In particolare l'utilizzo di questa energia attraverso pannelli fotovoltaici implica la trasformazione diretta fra radiazione solare ed elettrica. La radiazione solare si propaga dal sole fino alla terra con un'energia pari a circa 1370 W/m^2 , tuttavia al suolo la radiazione massima utile è approssimativamente

1000 W/m². Di questa radiazione però al pannello arriva solo una parte in quanto l'onda elettromagnetica può essere ostacolata da particolari condizioni meteorologiche e dall'incidenza di quest'ultima sul pannello solare a seconda del diverso orientamento rispetto al sole.

Il componente fondamentale di questo tipo di impianti è la cella fotovoltaica che sfrutta l'effetto fotovoltaico per convertire energia solare in elettrica: la cella è sostanzialmente un diodo, come in figura 1.1, costituito da un elettrodo superiore (a griglia o trasparente) che lascia passare i fotoni della radiazione solare attraverso la zona N fino alla giunzione P-N. In quest'ultima i fotoni, con energia sufficiente a vincere un certo valore di soglia, vengono assorbiti e la loro energia è convertita in energia elettrica.

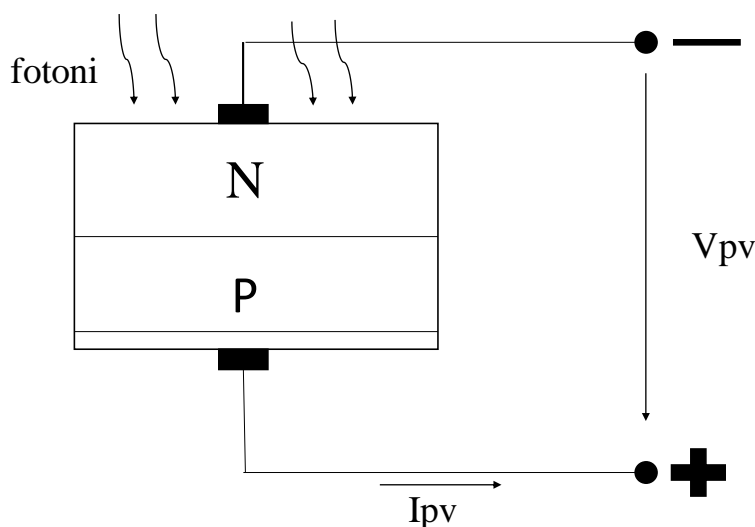


Fig. 1.1 – Struttura schematica di una cella fotovoltaica.

Ogni cella presenta caratteristiche e costi differenti a seconda del materiale di cui è costituita e dal tipo di lavorazione. Le più utilizzate sono in Silicio monocristallino che possono arrivare a un'efficienza di conversione di circa 18-19 %. Invece per moduli in Silicio policristallino si raggiunge un'efficienza di circa 15 % e infine per moduli in Silicio amorfo di circa 6 %.

Normalmente un impianto fotovoltaico, per esempio di uso domestico o industriale, non si limita a una sola cella fotovoltaica ma per raggiungere potenze apprezzabili si usano composizioni di quest'ultima: un insieme di più

celle fotovoltaiche disposte in serie e\o parallelo costituisce un modulo, inoltre una composizione di più moduli in parallelo e\o serie forma un pannello fotovoltaico.

Più pannelli fotovoltaici disposti in serie creano una stringa, così facendo si riesce ad ottenere una tensione stimata vicina alla desiderata pari alla somma di tutte le tensioni dei pannelli. Infine più stringhe disposte in parallelo definiscono un campo fotovoltaico per raggiungere la potenza desiderata: essendo in parallelo le varie stringhe contribuiscono ad aumentare l'intensità totale di corrente I ed essendo fissata la tensione V dei pannelli in serie si raggiunge la potenza elettrica che si vuole produrre vista la formula 1.1:

$$P=V*I \quad (1.1)$$

Gli impianti fotovoltaici possono essere di tre tipi: il primo stand-alone, ovvero ad isola, è un impianto collegato a carichi elettrici isolati dalla rete e solitamente richiede dispositivi di accumulo come batterie. La tensione di uscita dal pannello fotovoltaico è regolata dalle batterie stesse: come mostrato in figura 1.2, il sistema è composto da un insieme di pannelli fotovoltaici collegati a una o più batterie di accumulo connesse in parallelo o serie a seconda della tensione e della potenza che si vuole estrarre dal generatore fotovoltaico. A queste batterie è poi connesso un inverter con lo scopo di convertire la corrente continua, in uscita dai pannelli fotovoltaici e accumulata dalle batterie solitamente a 12 o 24 V, in corrente alternata a 110 V fino a 400 V per impianti oltre i 5 KW riuscendo anche a variare ampiezza e frequenza della tensione stessa. In questo caso non sono presenti algoritmi MPPT che ottimizzano la tensione in uscita dai pannelli perché essa è definita dalla tensione imposta dagli accumulatori. Infine tra l'inverter e il carico vi è un trasformatore che adatta le caratteristiche di corrente e tensione dall'inverter al carico.

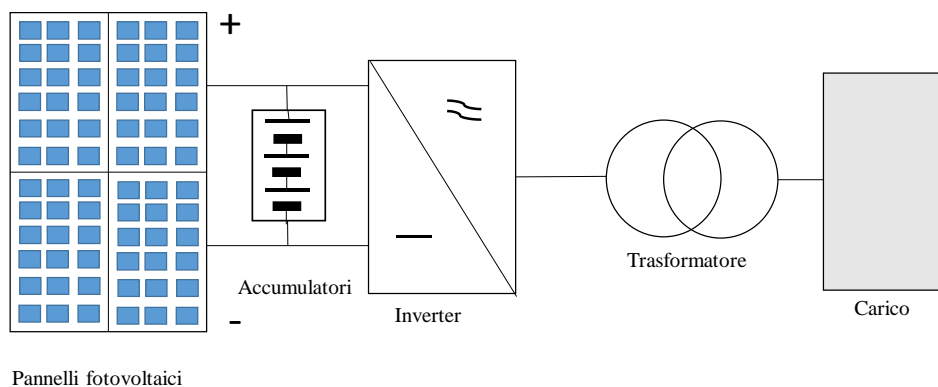


Fig. 1.2 - Schema di un impianto stand alone.

Per aumentare l'efficienza di conversione fotovoltaica si può tuttavia interporre un chopper e un condensatore fra l'accumulatore e i pannelli fotovoltaici come in figura 1.3: il condensatore serve per stabilizzare la tensione tra chopper e pannelli inoltre la tensione non è più controllata dagli accumulatori ma da un algoritmo MPPT che regola il chopper riuscendo così a raggiungere il punto di massima potenza (MPP) erogabile dai pannelli fotovoltaici. Il chopper serve infatti a trasformare la corrente continua in ingresso in corrente continua in uscita con caratteristiche diverse in particolare a una tensione diversa rispetto a quella in ingresso quindi si presta ad essere controllato con tecnica PWM per regolare la tensione e sfruttare al meglio i pannelli fotovoltaici.

Il secondo tipo è il grid-connected cioè impianti collegati alla rete elettrica: essendo collegati alla rete nazionale la potenza elettrica generata dai pannelli viene trasferita anche sulla rete. Mancando quindi gli accumulatori rispetto agli impianti stand-alone la tensione non può essere fissata dalle batterie ma deve essere ottimizzata per raggiungere il punto di massima potenza erogabile, inoltre visto che la rete solitamente lavora a caratteristiche di corrente differenti da quelle in uscita dall'impianto è necessario sincronizzare la tensione in uscita dall'impianto stesso con quella della rete.

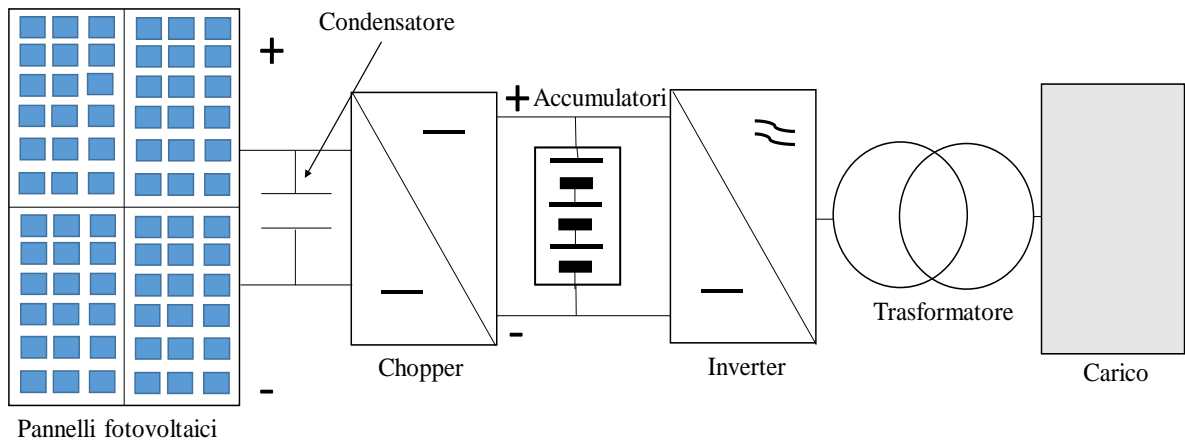


Fig. 1.3 - Schema di un impianto stand-alone con doppio stadio di conversione.

Questi impianti sono costituiti come in figura 1.4 da un insieme di pannelli ai quali è collegato un inverter e interposto fra i due vi è un condensatore: in questo caso si può ottenere indirettamente la regolazione con algoritmo MPPT tramite l'inverter che gestisce il flusso di potenza dai pannelli al trasformatore.

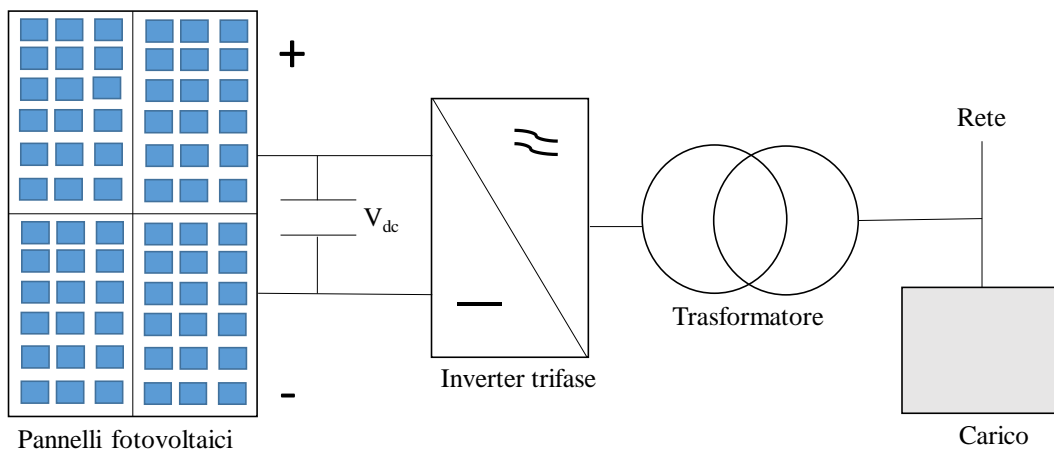


Fig. 1.4 - Schema di un impianto grid-connected a singolo stadio di conversione.

Volendo ottenere però un impianto più efficiente e flessibile si può disaccoppiare l'inverter dai pannelli tramite un chopper e quindi come da

schema di figura 1.5 si disaccoppia la regolazione della tensione in continua V_{dc} misurata sul condensatore 2 da quella V_{MPPT} ai capi dei pannelli solari misurata sul condensatore 1 tramite il chopper.

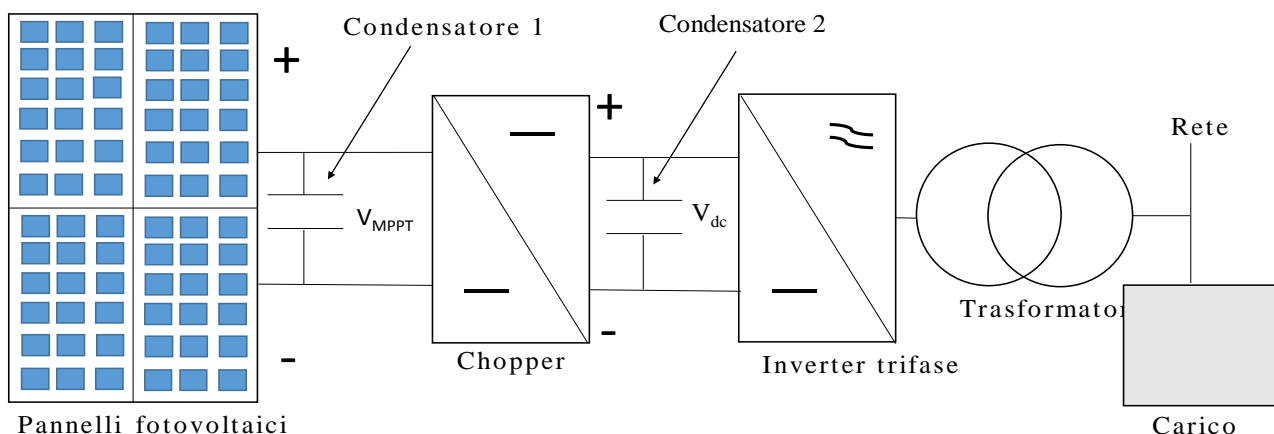


Fig. 1.5 - Schema di un impianto grid-connected a doppio stadio di conversione.

Infine ci sono gli impianti ibridi: questi ultimi hanno sia il collegamento alla rete che uno o più accumulatori. I pannelli fotovoltaici caricano le batterie le quali a loro volta sono collegate al carico: le batterie servono a fornire energia elettrica al carico, ma quando gli accumulatori si scaricano il carico sfrutta l'energia della rete, invece se gli accumulatori sono carichi e la potenza elettrica erogata dai pannelli supera quella richiesta dal carico la potenza elettrica in surplus viene trasferita sulla rete.

1.2 Curva caratteristica di una cella solare

La cella solare si può semplificare con un generatore di corrente continua: quando la cella è esposta alla radiazione solare la giunzione P-N per effetto fotovoltaico genera uno spostamento di elettroni e quindi una corrente continua che dipende linearmente dalla radiazione solare che la colpisce. Si può utilizzare l'equazione del diodo ideale di Shockley per descrivere la

corrente che scorre nel carico considerando il circuito equivalente di una cella fotovoltaica come in figura 1.6.

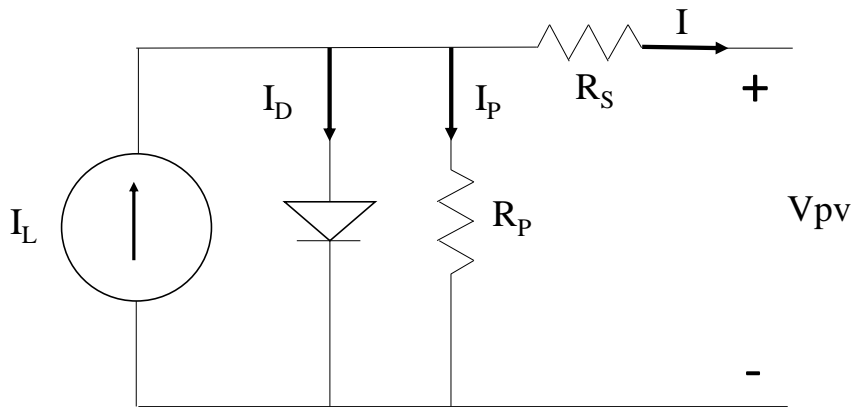


Fig. 1.6 – Circuito equivalente di una cella fotovoltaica.

L'equazione che si può ricavare dal circuito equivalente è la seguente:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left\{ e^{\left[\frac{q \cdot (V + I \cdot R_S)}{K \cdot T} \right]} - 1 \right\} - V + \frac{I \cdot R_S}{R_P} \quad (1.2)$$

dove I è la corrente della cella fotovoltaica, I_L è la corrente generata dal generatore e proporzionale all'intensità della radiazione solare, I_0 è la corrente di saturazione del diodo, q è la carica dell'elettrone ovvero $1.6 \cdot 10^{-19}$ C, K è la costante di Boltzmann quindi $1.38 \cdot 10^{-23}$ J/K, T è la temperatura della cella espressa in gradi Kelvin, R_S e R_P sono rispettivamente le resistenze in serie e parallelo espresse in Ω , infine V è la tensione in output della cella fotovoltaica espressa in Volt.

L'equazione (1.2) descrive la caratteristica I-V di una cella fotovoltaica: se si vuole la corrente totale di tutte le celle connesse in parallelo basta moltiplicare l'equazione per il numero di celle ottenendo così la caratteristica dell'intero modulo o pannello fotovoltaico considerando per tutte la stessa temperatura di lavoro e radiazione solare. Considerando sempre l'equazione (1.2) si può trovare la tensione V in output dalla cella tenendo come variabile la corrente I : si può ricavare così la tensione totale delle celle poste in serie

l'una all'altra sommando tutte le tensioni delle celle sempre considerando le stesse condizioni di temperatura e radiazione solare. Una possibile caratteristica I-V di un modulo solare è rappresentata in figura 1.7.

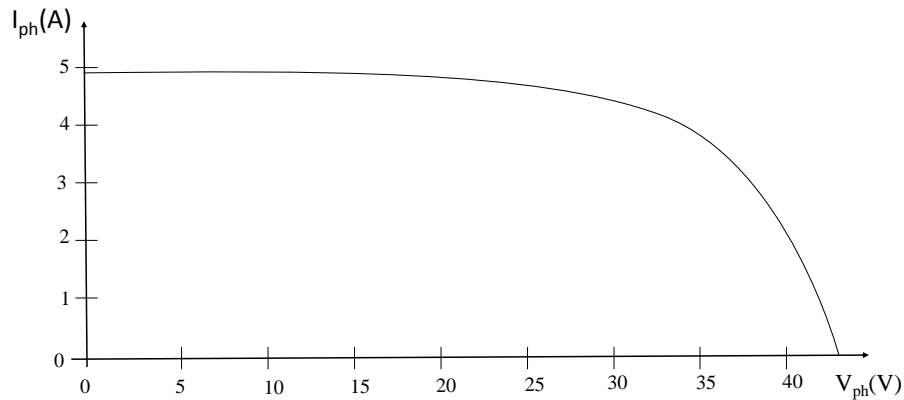


Fig. 1.7 – Caratteristica I-V di un modulo fotovoltaico.

Nei casi reali però vi sono cambiamenti sia di temperatura che di radiazione solare i quali provocano corrispondenti cambiamenti nella tensione e nella corrente in output dal generatore fotovoltaico. Infatti un cambiamento nella radiazione solare S_c provoca una variazione nella corrente erogata dal modulo fotovoltaico mentre una variazione nella temperatura provoca un cambiamento nella tensione in uscita dallo stesso modulo. Se si considera il primo caso ovvero una variazione nella radiazione solare incidente la caratteristica I-V del modulo fotovoltaico varia di conseguenza come in figura 1.8. Mentre se si ha come nel secondo caso una variazione nella temperatura del modulo vi è una dipendenza fra la temperatura stessa e la caratteristica corrente-tensione come mostra la figura 1.9.

In particolare quando la temperatura dell'ambiente esterno e il livello di radiazione solare cambiano, anche la temperatura di lavoro della cella fotovoltaica cambia e di conseguenza cambia anche la tensione e la corrente in uscita dalla stessa cella. Bisogna inoltre considerare che la temperatura della cella dipende dalla temperatura ambiente e dalla radiazione solare che la investe e quindi la riscalda.

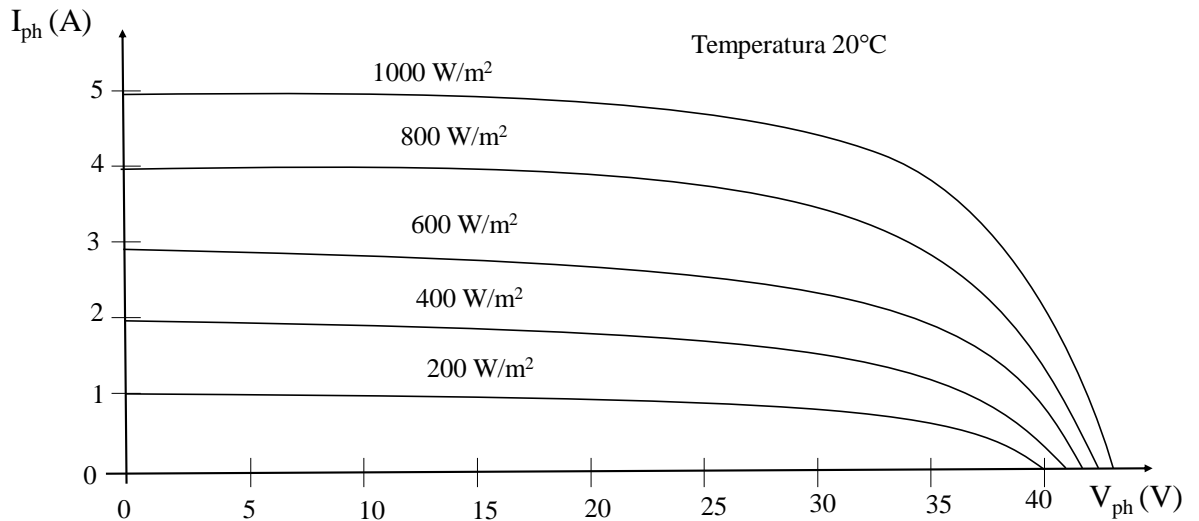


Fig. 1.8 – Caratteristica I-V a diverse intensità di radiazione solare.

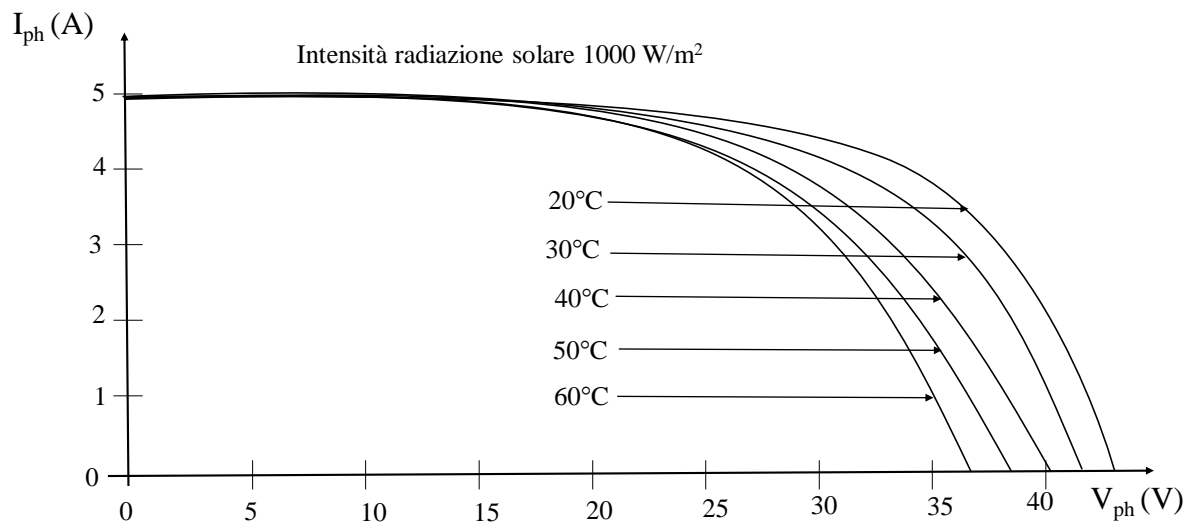


Fig. 1.9 – Caratteristica I-V a diverse temperature.

Si può così arrivare a un modello matematico che tiene conto delle variazioni di radiazione solare S_c e temperatura T per ottenere due coefficienti C_{TV} e C_{TI} : il primo è riferito al cambiamento di tensione che produce una variazione di temperatura della cella dovuto a una diversa temperatura ambiente come si vede nella formula 1.3, il secondo a una variazione nella corrente erogata sempre con cambiamenti di temperatura della cella dovuti a una diversa temperatura ambiente a una determinata intensità di radiazione solare come si nota dalla formula 1.4.

$$C_{TV} = 1 + \beta * (T_a - T_x) \quad (1.3)$$

$$C_{TI} = 1 + \frac{\gamma_T}{S_c} * (T_x - T_a) \quad (1.4)$$

Per una normale cella fotovoltaica $\beta_T=0.004$ e $\gamma_T=0.06$ e T_a è la temperatura ambiente di circa 20°C, S_c è l'intensità della radiazione solare, infine T_x è la nuova temperatura ambiente che si vuole considerare. Durante la giornata la temperatura normalmente non cambia in maniera significativa, invece varia notevolmente la radiazione solare vista la presenza o meno di nuvole e il susseguirsi di alba e tramonto con diversa intensità di luce: il cambiamento di radiazione solare causa una variazione nella corrente prodotta dalla cella ma anche nella sua temperatura che interferisce quindi nella tensione di uscita. I due coefficienti che descrivono l'effetto di una variazione solare S_c sono C_{SV} e C_{SI} rispettivamente per cambiamenti di tensione secondo la formula 1.5 e corrente in output dalla cella fotovoltaica secondo la formula 1.6.

$$C_{SV} = 1 + \beta * \alpha_s * (S_x - S_c) \quad (1.5)$$

$$C_{SI} = 1 + \frac{1}{S_c} * (S_x - S_c) \quad (1.6)$$

dove S_x è il nuovo livello di radiazione solare e α_s è pari a 0.2. A questo punto si possono riscrivere i nuovi valori corretti di corrente I_{phx} e tensione V_{phx} in uscita dalla cella fotovoltaica.

$$V_{phx} = C_{TV} * C_{SV} * V \quad (1.7)$$

$$I_{phx} = C_{TI} * C_{SI} * I \quad (1.8)$$

Il grafico di figura 1.10 riporta la caratteristica I-V e P-V di una cella al variare della radiazione solare a cui è sottoposta considerando i vari fattori correttivi sopra riportati.

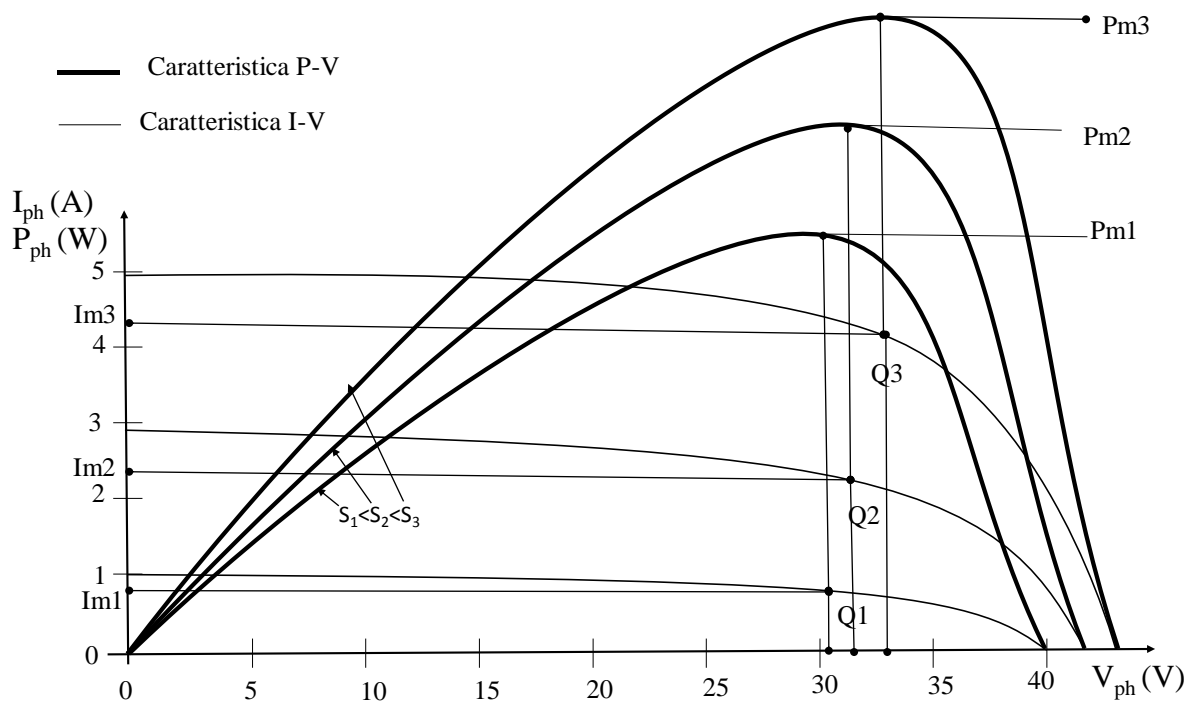


Fig. 1.10 – Caratteristiche I-V e P-V coi relativi punti di MPP.

Si può notare nel grafico 1.10 che i picchi nelle curve P-V e quindi i punti di massima potenza MPP corrispondono a determinate coordinate di corrente e di tensione nelle curve I-V in base a ogni diversa radiazione solare S_c .

1.3 Punto di funzionamento e utilizzo MPPT

Per raggiungere la massima potenza erogabile dal pannello solare è necessario spostare continuamente il punto di funzionamento attraverso un algoritmo MPPT. In condizioni di cambiamento di carico e/o condizioni atmosferiche l'algoritmo MPPT deve essere in grado di correggere l'output della potenza del pannello fotovoltaico per raggiungere la massima efficienza di conversione con la nuova condizione di funzionamento e nel minor tempo possibile. Una delle prime descrizioni di algoritmi MPPT risale al 1968 quando Boehringer e Hausmann descrissero un modo per ottimizzare tramite il convertitore elettrico il trasferimento di energia elettrica tra pannello

fotovoltaico e carico per uso aerospaziale. Vi sono innumerevoli metodi MPPT, ognuno dei quali necessita di una diversa implementazione a seconda della struttura del sistema fotovoltaico: a singolo o doppio stadio di conversione. Nel caso di singolo stadio di conversione ovvero se vi è solo l'inverter tra pannelli e carico l'algoritmo MPPT controlla l'inverter stesso come mostra la figura 1.11.

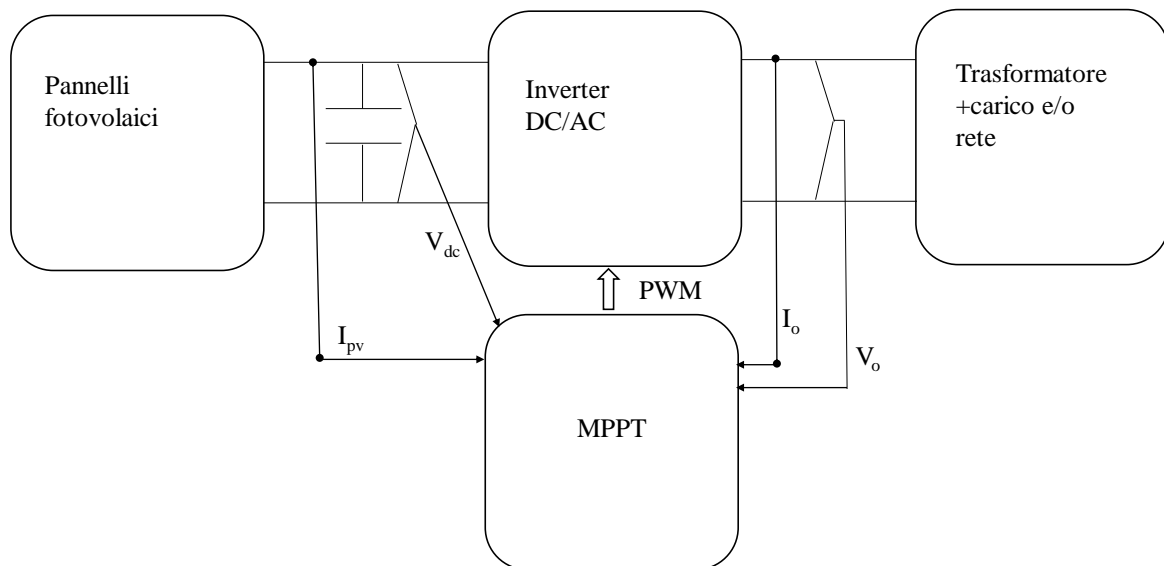


Fig. 1.11 – Schema di un impianto a singolo stadio con controllo MPPT sull'inverter.

Invece se il sistema è a doppio stadio di conversione l'algoritmo MPPT è utilizzato per controllare il convertitore CC/CC come mostra la figura 1.12.

Tutti i sistemi MPPT sono divisi in diverse categorie a seconda che la regolazione avvenga sulla tensione in uscita dal pannello solare o sulla sua corrente o su entrambe. Quest'ultima configurazione richiede però un sistema di controllo più complesso e costoso seppur talvolta più efficiente. La maggior parte delle sperimentazioni riguardo a quale sia il miglior metodo fra controllo di tensione o corrente è risultata a favore per la prima: prima di tutto la misurazione della tensione, che deve poi essere confrontata con la desiderata, è meno costosa e più semplice rispetto a quella della corrente, inoltre la tensione del MPP è circa il 70-82% della tensione del circuito aperto.

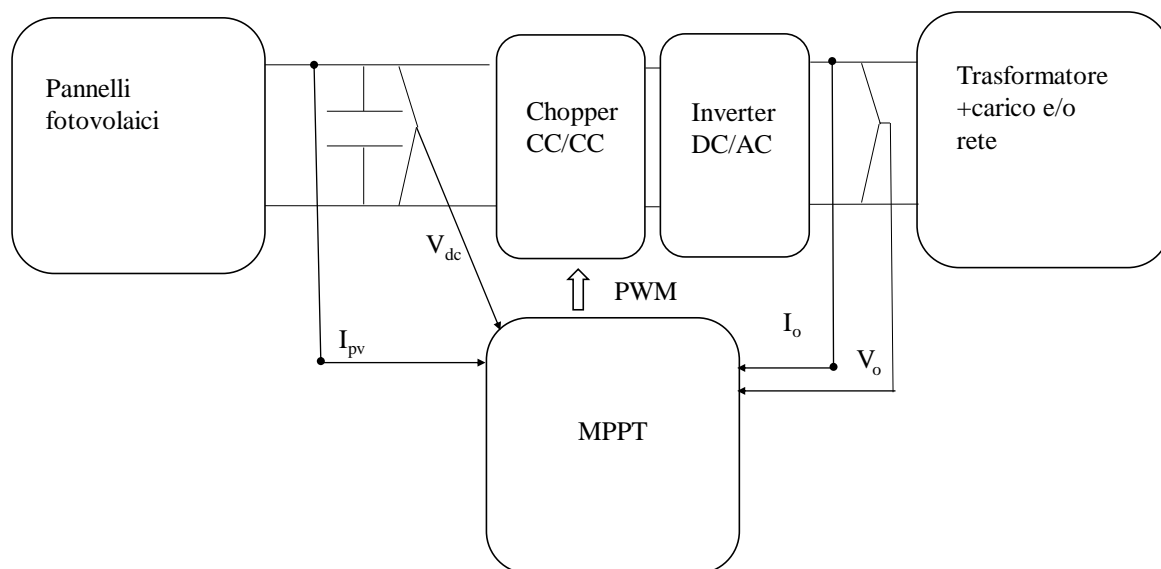


Fig. 1.12 – Schema di un impianto a doppio stadio con controllo MPPT sul convertitore CC/CC.

Un altro pregio è che la temperatura della cella fotovoltaica, fattore che incide maggiormente sulla variazione della tensione del MPP, cambia molto lentamente e in un certo intervallo durante la giornata. Infine il cambiamento di radiazione solare ha poco effetto sullo spostamento della tensione del MPP. In tutti i sistemi, che utilizzano algoritmi MPPT sulla tensione, che vengono di seguito trattati si varia la tensione ai capi dei pannelli controllando con tecnica PWM il chopper se il sistema è a doppio stadio di conversione o l'inverter se il sistema è a singolo stadio come mostrano le figure 1.11 e 1.12. Una volta che i dati sono elaborati dall'algoritmo MPPT si può definire il segnale modulante M o Duty-Cycle: si può quindi utilizzare la modulante per controllare la tensione a cui opera il convertitore utilizzando per esempio la tecnica PWM. Il Duty-Cycle è continuamente aggiustato per inseguire e avvicinarsi il più possibile al MPP. Nelle due figure 1.11 e 1.12 inoltre vi sono sensori sulla corrente in ingresso e uscita dai convertitori elettrici che possono essere utilizzati come implementazione aggiuntiva rispetto al solo controllo della tensione per alcuni algoritmi MPPT di seguito trattati.

CAPITOLO 2

Sistemi fotovoltaici con controllo MPPT

In questo capitolo si presentano tre diversi sistemi fotovoltaici: il primo a struttura triangolare per impieghi aerospaziali anche se ormai non più in uso, il secondo a struttura triangolare modificata più moderna ed efficiente e il terzo un sistema a doppio stadio di conversione di uso comune in impianti terrestri con collegamento alla rete nazionale.

2.1 Impianto a struttura triangolare e triangolare modificata

Un primo esempio di sistema fotovoltaico controllato per raggiungere il punto di massima potenza erogabile è a struttura triangolare usato inizialmente per impieghi su velivoli aerospaziali. Essendo una delle prime strutture studiate risulta un metodo intuitivo che regola il flusso di potenza tra pannelli, batteria e carico tramite una struttura triangolare: il sistema, visto il campo di utilizzo, include sempre una batteria che accumula l'energia elettrica prodotta in eccesso poi utilizzata se il carico lo richiede o in mancanza di esposizione solare. Come mostrato in figura 2.1 la struttura presenta tre possibilità di trasferimento di potenza elettrica: la prima è fra pannelli e carico, la seconda tra batteria e carico, l'ultima fra pannelli e batteria. I tre convertitori sono controllati da un'unità di controllo che attiva o disattiva i convertitori 2 e 3 e massimizza continuamente la potenza che possono erogare i pannelli fotovoltaici controllando adeguatamente gli stessi convertitori. Questo implica che una certa tensione debba essere imposta ai pannelli, in figura 2.1 rappresentati dal

generatore fotovoltaico, per ottenere il MPP in ogni situazione.

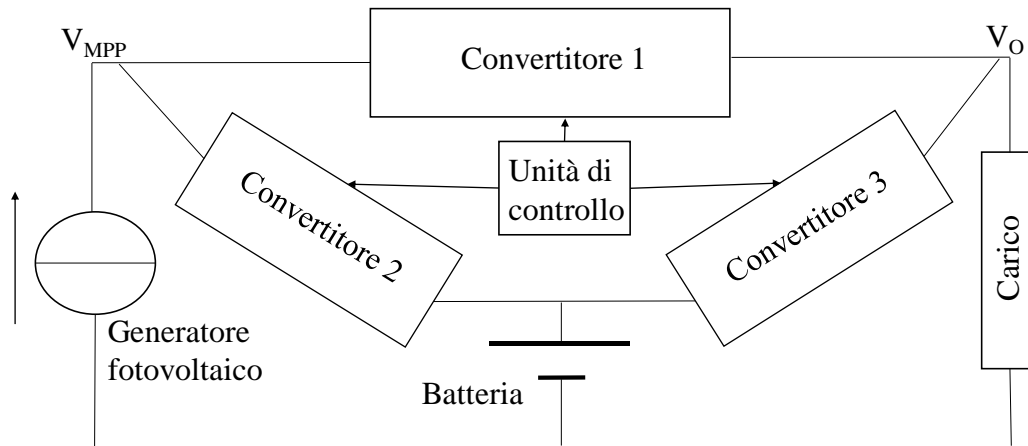


Fig. 2.1 – Schema di principio di un impianto fotovoltaico a struttura triangolare.

Durante la fase di esposizione alla luce solare da parte dei pannelli, il convertitore 1 regola la tensione ai capi del carico mantenendo sempre invariata V_o : finché la potenza richiesta dal carico è minore della potenza erogata dai pannelli il convertitore 2 è attivo e carica, con la potenza elettrica residua, la batteria. Qualora invece il carico richieda un surplus di potenza rispetto a quella prodotta dai pannelli, l'unità di controllo stacca il convertitore 2 interrompendo la carica della batteria e attiva invece il convertitore 3 che scarica la batteria per fornire la potenza aggiuntiva che il carico richiede. Come prima spiegato deve essere applicata ai pannelli una certa tensione V_{MPP} per raggiungere il punto di massima potenza erogabile ma vista la struttura triangolare la tensione ai capi dei pannelli dovrebbe essere regolata dal convertitore 2 quando è attivo e dal convertitore 3 quando il 2 è disattivato e il 3 è in funzione visto che i convertitori 2 e 3 non possono agire in contemporanea: per limitare peso e complessità dell'impianto si può utilizzare il sistema migliorato di Fig. 2.2 dove i convertitori 2 e 3 anziché essere entrambi controllati anche sulla tensione da applicare ai pannelli, sono ora rimpiazzati da un unico convertitore bidirezionale su cui agisce l'algoritmo MPPT.

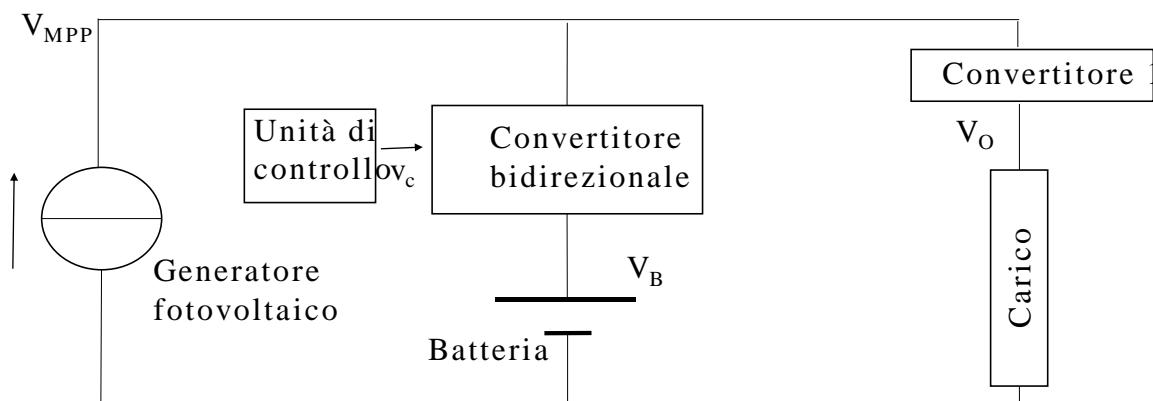


Fig. 2.2 – Schema di principio di un impianto fotovoltaico a struttura triangolare modificata con convertitore bidirezionale che sostituisce i convertitori 2 e 3 di Fig. 2.1.

Nello schema di figura 2.2 V_B risulta essere la tensione della batteria, mantenuta costante dal convertitore bidirezionale e sempre minore rispetto alla V_{MPP} ovvero la tensione ai capi dei pannelli, mentre v_c è il segnale modulante che l'unità centrale invia al convertitore bidirezionale per controllare la tensione in entrata e uscita e raggiungere sempre il MPP, infine V_o è la tensione ai capi del carico che viene mantenuta costante dal convertitore 1. Essendo V_o e V_B costanti, la potenza assorbita rispettivamente dal carico e dalla batteria risulterà essere proporzionale solo alla corrente che li attraversa. All'unità centrale è affidato il compito di calcolare la giusta modulante attraverso l'uso di un algoritmo MPPT: il più usato per questa tipologia di impianti è il Perturba & Osserva in quanto risulta essere facilmente implementabile nonché abbastanza efficiente nel trovare il MPP come si vedrà nel capitolo 3 e 4.

2.2 *Tecnica della caduta di tensione sul condensatore DC-LINK*

Questa tecnica più moderna rispetto alla struttura triangolare e di comune

uso per impianti terrestri è progettata per lavorare con un sistema fotovoltaico a doppio stadio di conversione che è connesso in parallelo con una rete elettrica in alternata. In particolare l'algoritmo agisce sul convertitore CC/CC come si nota dalla figura 2.3, inoltre il duty-cycle D usato per il controllo del chopper con tecnica PWM, è descritto dalla formula 2.1:

$$D = 1 - \frac{V}{V_{link}} \quad (2.1)$$

dove V è la tensione ai capi dei pannelli fotovoltaici mentre V_{link} è la tensione ai capi del condensatore tra chooper e inverter.

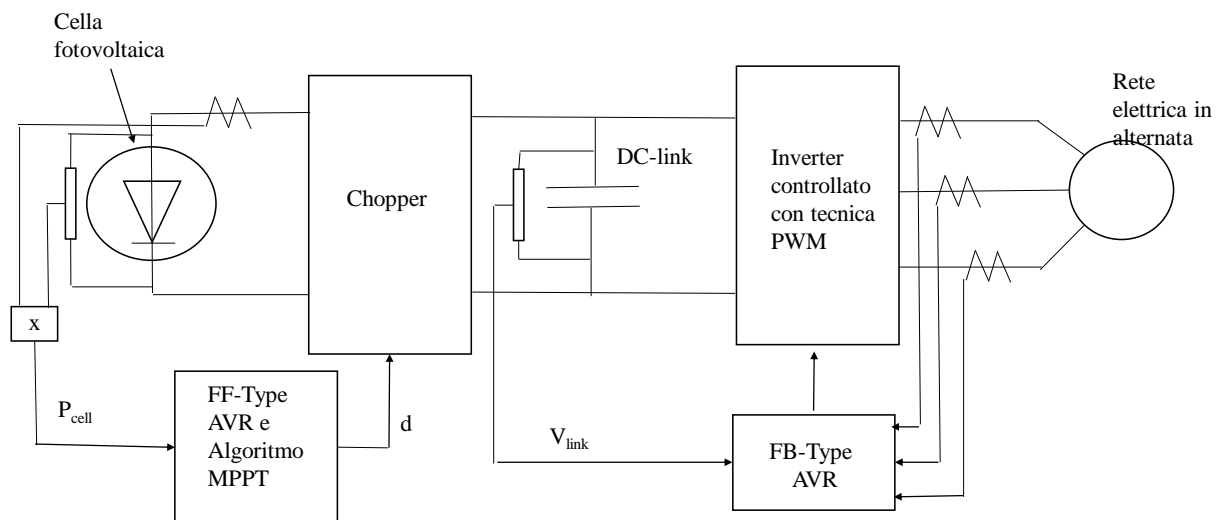


Fig. 2.3 – Schema di principio di un impianto che sfrutta la tecnica della caduta di tensione sul condensatore per implementare l'algoritmo MPPT.

Il sistema utilizza infatti il chopper che tramite tecnica di retroazione FF-Type AVR regola la tensione ai capi dei pannelli e riesce anche a controllare la tensione V_{link} ai capi del condensatore: attraverso la formula 2.1 infatti, una volta che l'algoritmo MPPT ha calcolato la giusta tensione da applicare ai pannelli, si può calcolare la modulante da applicare al chopper controllandolo quindi con tecnica PWM. L'inverter, controllato sempre con tecnica PWM, regola tramite un controllo in feedback ovvero il FB-Type AVR l'intensità di corrente che dalla linea in continua arriva alla linea in alternata tenendo sempre

la giusta intensità di corrente per ottenere la massima potenza visto che la tensione al condensatore è mantenuta costante. Operativamente per quanto la potenza erogata dai pannelli fotovoltaici sia minore di quella potenzialmente massima P_{max} , il chopper con l'utilizzo del controllo in retroazione mantiene costante la tensione ai capi del condensatore. Qualora la potenza in uscita dai pannelli sia invece diversa da quella massima, come mostra la zona in ombra della figura 2.4 in cui si ha una diminuzione di potenza, allora non vi è più equilibrio tra potenza che esce dal chopper e quella che entra nell'inverter quindi si ha una caduta di tensione sul condensatore.

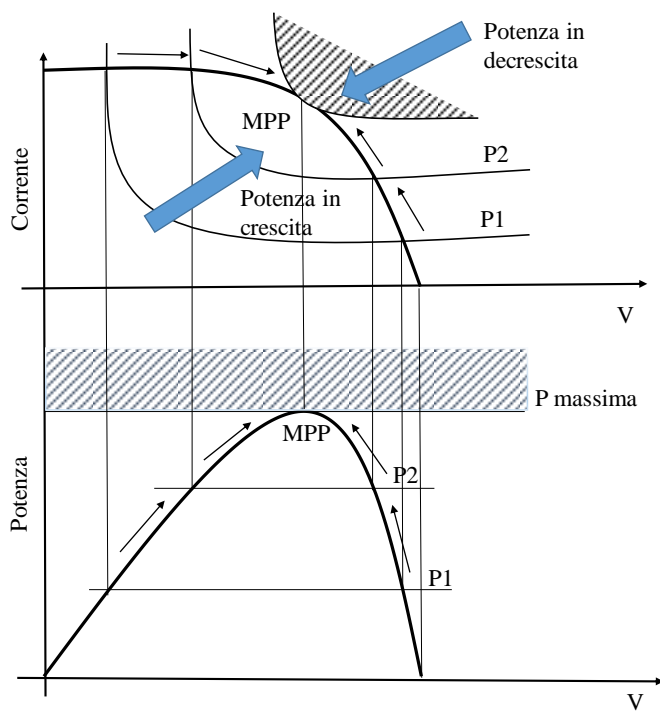


Fig. 2.4 – Grafico con principio operativo dell'algoritmo MPPT associato al sistema della caduta di tensione.

Per riportarsi a una situazione stabile infatti il chopper cala la tensione sul condensatore e inevitabilmente anche la tensione sui pannelli a causa del controllo in retroazione. Intanto l'inverter tramite il controllo in feedback regola l'intensità di corrente che va dal condensatore alla linea in alternata e quindi controllando la corrente in transito riesce a prevenire la caduta di tensione sul condensatore e a mantenere sempre l'equilibrio di potenza in

transito sul condensatore stesso. Questo sistema molto spesso utilizza negli impianti di uso comune l'algoritmo Perturba & Osserva per le sue molte qualità come si vedrà nei capitoli successivi.

CAPITOLO 3

PRINCIPALI METODI MPPT

In questo capitolo si presentano i più comuni e usati metodi MPPT con controllo sulla tensione e infine si presenta il nuovo algoritmo MPPT proposto.

3.1 Perturba & Osserva

Perturba e Osserva (P&O) è uno dei metodi più usati ed economici che si possa usare come algoritmo MPPT. Ha una struttura piuttosto semplice e richiede pochi parametri in input. In questa tecnica prima si deve misurare la tensione V e la corrente I del pannello fotovoltaico PV calcolando così la P_K tramite la formula (1.1): ottenuta P_K dopo una perturbazione ovvero una variazione sulla tensione ai terminali del PV si compara la nuova potenza (calcolata con i nuovi valori di I e V ottenuti dalla perturbazione) con la precedente P_{K-1} . Se la $P_K > P_{K-1}$ allora la perturbazione è diretta nel verso giusto altrimenti deve andare nel verso opposto. Posso così trovare il MPP e la sua corrispondente tensione. Si itera quindi il processo di perturbazione fino al raggiungimento del MPP variando V_{ref} per raggiungere V_{MPP} , come mostra lo schema a blocchi di figura 3.1. Questo metodo verrà poi chiarito e descritto in modo esaustivo nel Capitolo 4.

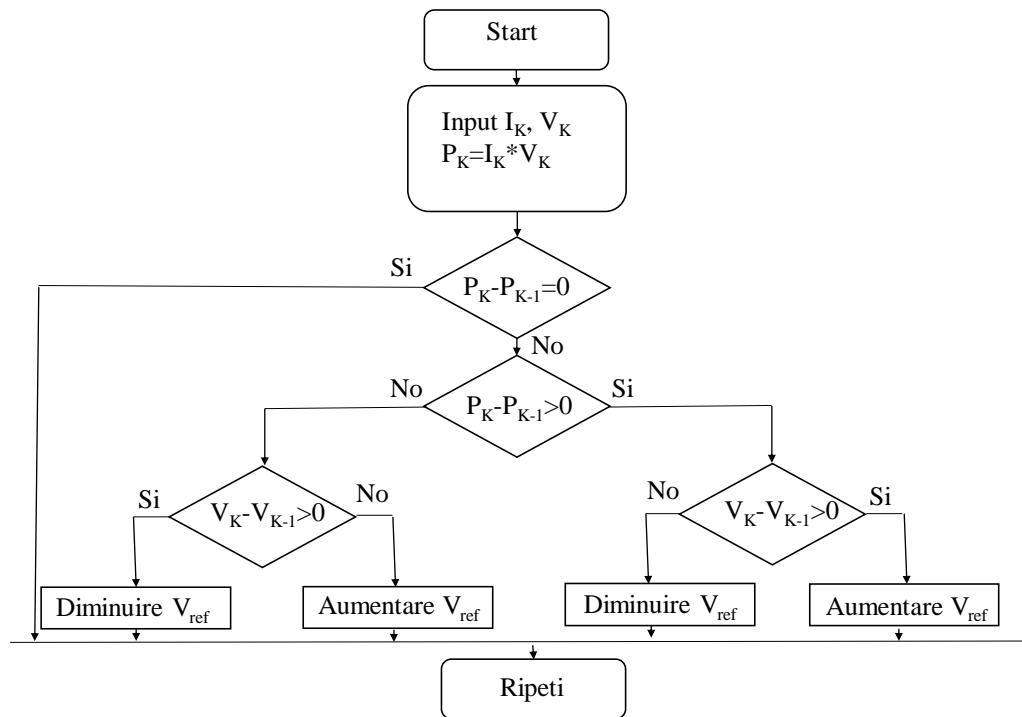


Fig. 3.1 – Schema a blocchi dell’algoritmo Perturba & Osserva.

3.2 Metodo della conduttanza incrementale

Questo algoritmo si basa sulla derivata della potenza in uscita dal pannello solare rispetto alla sua tensione. Infatti come si nota dalla figura 2.2 la derivata della potenza sulla tensione e quindi la pendenza della curva risulta positiva a sinistra del MPP, negativa a destra e pari a zero nel MPP. In forma analitica partendo dalla formula 1.1.1 risulta quindi:

$$dP/dV = d(I*V)/dV = I + V*(dI/dV) \quad (3.1)$$

La 3.1 riscritta in forma incrementale diventa:

$$dP/dV \approx I + V*(\Delta I/\Delta V) \quad (3.2)$$

Per trovare il punto di massima potenza si uguaglia a zero l’espressione:

$$I + V * (\Delta I / \Delta V) = 0 \quad (3.3)$$

ovvero

$$(\Delta I / \Delta V) = -I / V \quad (3.4)$$

cioè

$$dP / dV = 0 \quad \text{nel punto di massima potenza MPP.} \quad (3.5)$$

Invece a sinistra del MPP:

$$I + V * (\Delta I / \Delta V) > 0 \quad (3.6)$$

$$I / V + (\Delta I / \Delta V) > 0 \quad (3.7)$$

$$(\Delta I / \Delta V) > -I / V \quad (3.8)$$

$$\text{ovvero} \quad dP / dV > 0 \quad (3.9)$$

Mentre a destra del MPP:

$$(\Delta I / \Delta V) < -I / V \quad (3.10)$$

$$\text{ovvero} \quad dP / dV < 0 \quad (3.11)$$

Come si evince dalla schema a blocchi di figura 3.3 il MPP si può trovare confrontando la conduttanza istantanea (I/V) con quella incrementale ($\Delta I/\Delta V$): una volta acquisiti i dati di $V(k)$ e $I(k)$ cioè di tensione e corrente in uscita dai pannelli fotovoltaici all'istante k , si calcola la derivata dell'espressione della potenza rispetto alla tensione e si decide il fattore N che determina l'ampiezza

della perturbazione o step.

Più lo step è grande e più velocemente si raggiunge il MPP a scapito però dell'accuratezza. Qualora non si abbiano cambiamenti di tensione e corrente ovvero $dV=0$ e $dI=0$ allora il duty-cycle D è pari a quello precedente e si è già nel MPP. Tuttavia se si hanno cambiamenti di corrente, dovuti a variazioni atmosferiche o altre cause esterne, e rimanendo immutata la tensione si valuta la direzione dello spostamento del MPP: qualora vi sia una variazione positiva di corrente ovvero $dI>0$ allora si decrementa il duty-cycle D dello step precedentemente determinato, invece se si riscontra una diminuzione della corrente erogata dai pannelli $dI<0$ allora si aumenta il duty-cycle D della stessa quantità. Se invece il sensore riscontra una variazione di tensione ai capi dei pannelli solari si valutano tre casi: se $dI/dV=-I/V$ allora il D rimane invariato dal ciclo precedente e quindi come da formula (3.4) si è nel MPP, mentre se $dI/dV>-I/V$ ho un decremento del duty-cycle pari allo step, visto che si è a sinistra del MPP considerando la curva di figura 1.3; infine se $dI/dV<-I/V$ ho un aumento di D pari allo stesso step come indicato nella formula (3.10) risultando a destra dal MPP. A questo punto si ha il nuovo duty-cycle che fissa la nuova tensione $V(k)$ ai capi dei pannelli solari: la nuova tensione si avvicina sempre di più, iterando il ciclo dell'algoritmo, a quella del MPP con una certa accuratezza dipendente in maniera inversa dalla grandezza dello step scelto. Rispetto al Perturba & Osserva questo metodo è stato sviluppato per risolvere il problema di rapidi cambiamenti atmosferici per i quali il P&O risulta inefficiente come verrà poi trattato. Inoltre una volta che si è nel MPP il Metodo della Conduttanza Incrementale risulta più stabile nel mantenere la prossimità del punto ed è soggetto a perturbazioni meno ampie intorno al MPP rispetto allo P&O. Il sistema di controllo di cui necessita questo algoritmo però risulta più complesso nonché più costoso anche per la presenza di sensori sia di tensione che di corrente come mostrato in figura 1.12.

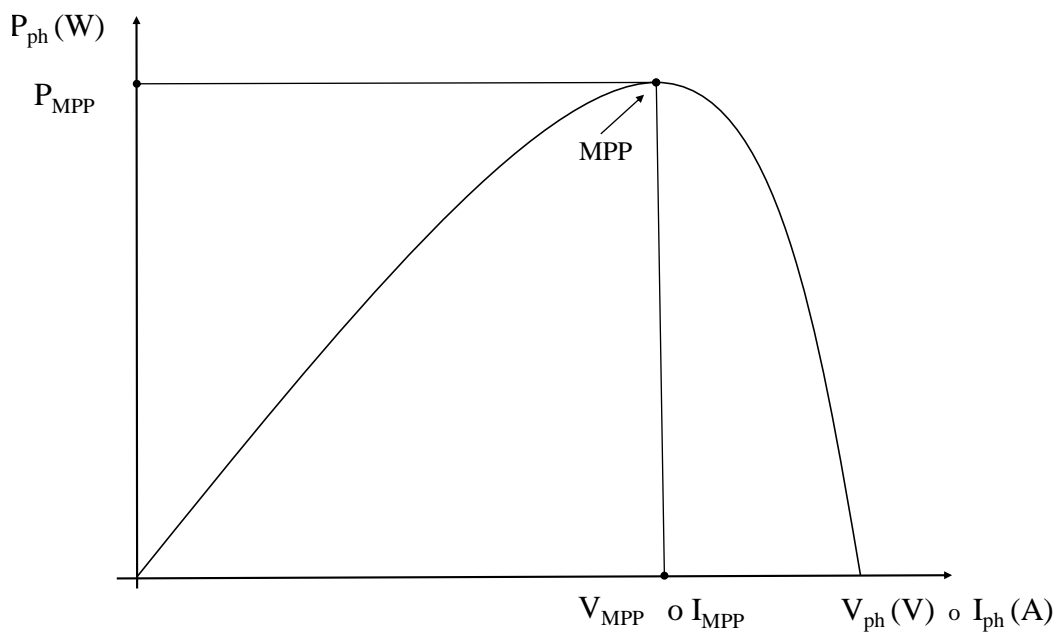


Fig. 3.2 – Curva Potenza-Tensione/Corrente.

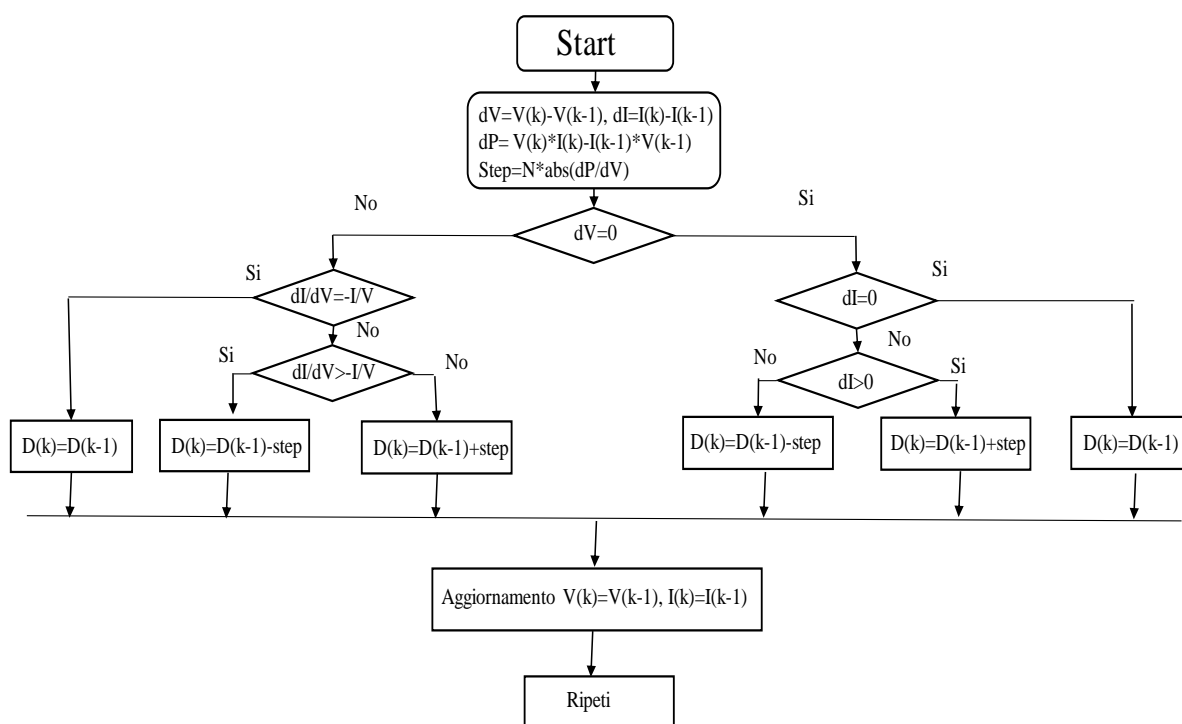


Fig. 3.3 - Schema a blocchi dell' algoritmo del Metodo della Conduttanza Incrementale.

3.3 Controllo tramite Fuzzy Logic

Il metodo di Controllo Fuzzy Logic FLC fa parte di una nuova categoria di MPPT intelligenti, e potrebbe diventare, per le sue potenzialità, migliore della maggior parte delle altre tecniche MPPT. L'algoritmo FLC lavora con input imprecisi e non necessita di un modello matematico accurato. Questo algoritmo si può suddividere in tre blocchi come mostrato in figura 3.4.

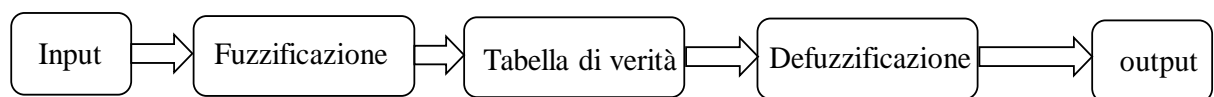


Fig. 3.4 – Schema a blocchi di un generico algoritmo FLC.

Si hanno due input: errore (E) e cambiamento nell'errore (CE):

$$E(k) = [P(k) - P(k-1)] / [V(k) - V^*(k-1)] \quad (3.12)$$

$$CE(k) = E(k) - E(k-1) \quad (3.13)$$

P e V sono rispettivamente la potenza e la tensione in uscita dai pannelli fotovoltaici. Durante il processo di Fuzzificazione i due input numerici sono convertiti in variabili linguistiche come mostrato rispettivamente in figura 3.5 per la E e figura 3.6 per la CE.

Una volta che si hanno le variabili linguistiche si passa alla ricerca nella tabella di verità dell'output D ovvero del duty-cycle sempre in forma di variabile linguistica come mostrato in tabella 3.1. Il principio di controllo di questo algoritmo MPPT è definito da questa tabella, la quale sfruttando concetti intuitivi, basati sull'esperienza lega i due ingressi E e CE all'uscita D: l'output della tabella può variare a seconda di chi la progetta, in questo caso la tabella 3.1 è un esempio di possibile soluzione al problema.

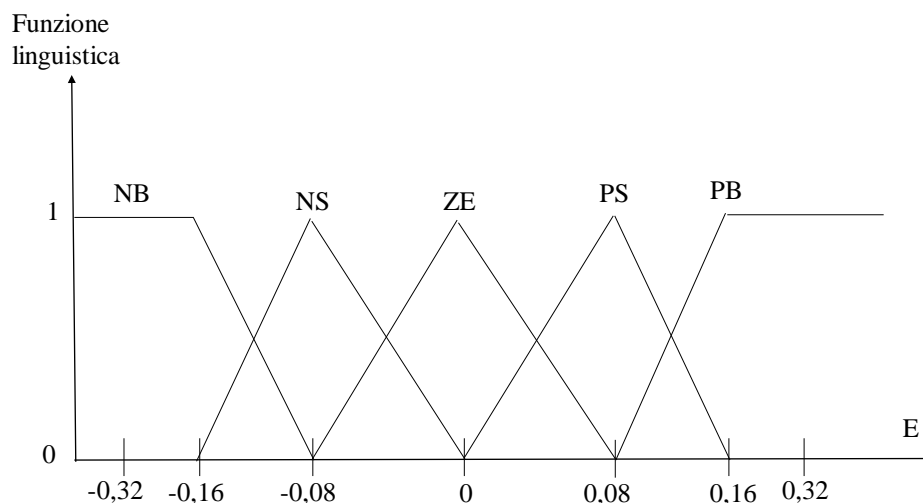


Fig. 3.5 – Grafico per convertire la variabile numerica E in variabile linguistica.

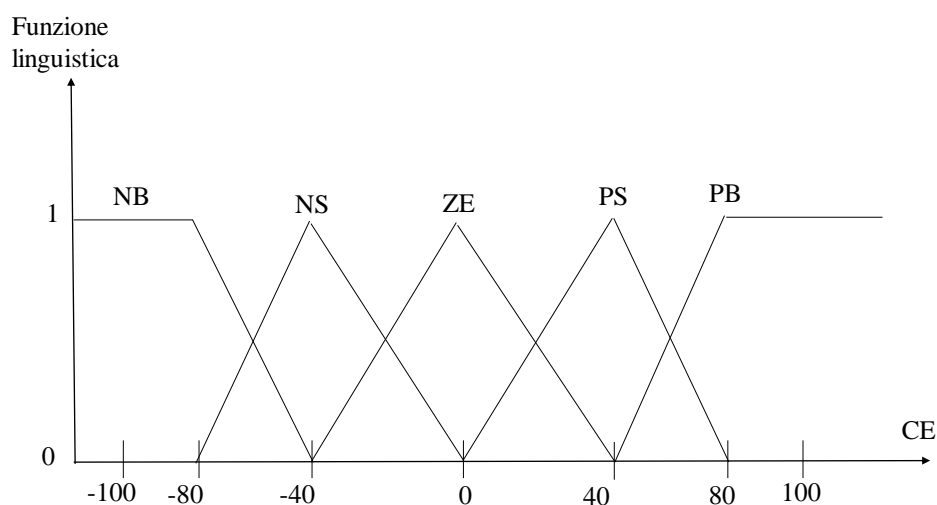


Fig. 3.6 – Grafico per convertire la variabile numerica CE in variabile linguistica.

Infine il processo di defuzzificazione consiste nel convertire il duty-cycle da variabile linguistica a variabile numerica utilizzando il grafico di figura 3.7.

A questo punto si può controllare il convertitore DC/DC con tecnica PWM avendo trovato il valore del duty-cycle che sposta sul MPP il punto di lavoro dei pannelli fotovoltaici.

E↓ / CE →	NB	NS	ZE	PS	PB
NB	ZE	ZE	PB	PB	PB
NS	ZE	ZE	PS	PS	PS
ZE	PS	ZE	ZE	ZE	NS
PS	NS	NS	NS	ZE	ZE
PB	NB	NB	NB	ZE	ZE

Tabella 3.1 – Tabella per identificare il duty-cycle in forma di variabile linguistica.

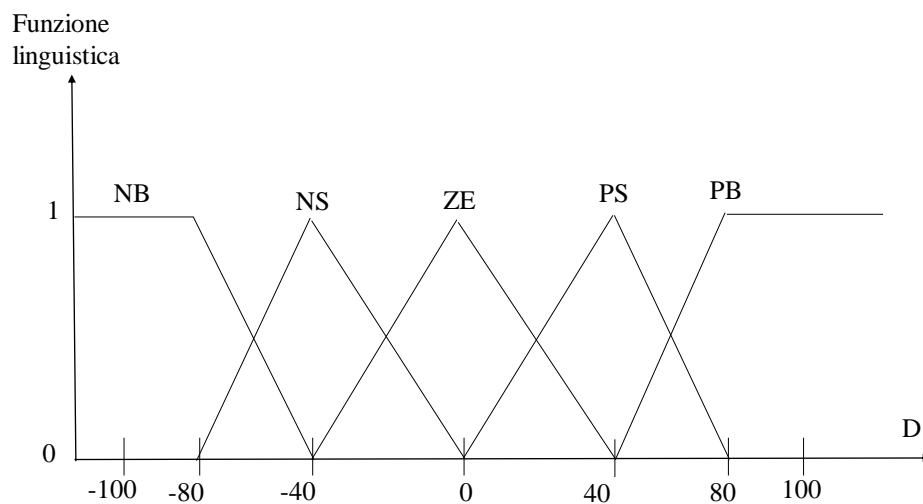


Fig. 3.7 - Grafico per convertire la variabile linguistica D in variabile numerica.

Volendo confrontare l' algoritmo FLC con il P&O si nota che il primo presenta molti vantaggi rispetto al secondo: in primo luogo riesce a raggiungere il MPP più velocemente, inoltre presenta un comportamento migliore anche in casi di repentini cambiamenti atmosferici; infine nel MPP si hanno minori fluttuazioni e quindi l' algoritmo FLC presenta una migliore accuratezza nel raggiungere esattamente il MPP.

3.4 Tracciamento a Tensione Costante

L'algoritmo a Tracciamento a Tensione Costante TTC è il più semplice metodo MPPT che si possa usare in un impianto fotovoltaico. Il punto di lavoro dei pannelli fotovoltaici è tenuto vicino al MPP regolando la tensione ai capi dei pannelli stessi a una tensione prestabilita V_{ref} . Quest'ultima è uguale alla V_{MPP} dell'impianto fotovoltaico specifico in condizioni di temperatura e radiazione solare standard come si trova da catalogo. Questo metodo assume infatti che i cambiamenti di temperatura e radiazione solare sono poco significativi e che quindi la V_{ref} è una buona approssimazione per raggiungere il punto di massima potenza erogabile dai pannelli in ogni situazione. Ovviamente non si raggiunge mai esattamente il MPP. Questo metodo non ha bisogno tuttavia di sensori di corrente e tensione se non quello ai capi dei pannelli fotovoltaici per fissare il corretto duty-cycle che regola con tecnica PWM il chopper come mostrato in figura 3.8: in input infatti si ha la differenza di tensione fra quella dei pannelli e quella di riferimento che è stata prefissata riuscendo così a determinare la giusta modulante per controllare il convertitore CC/CC.

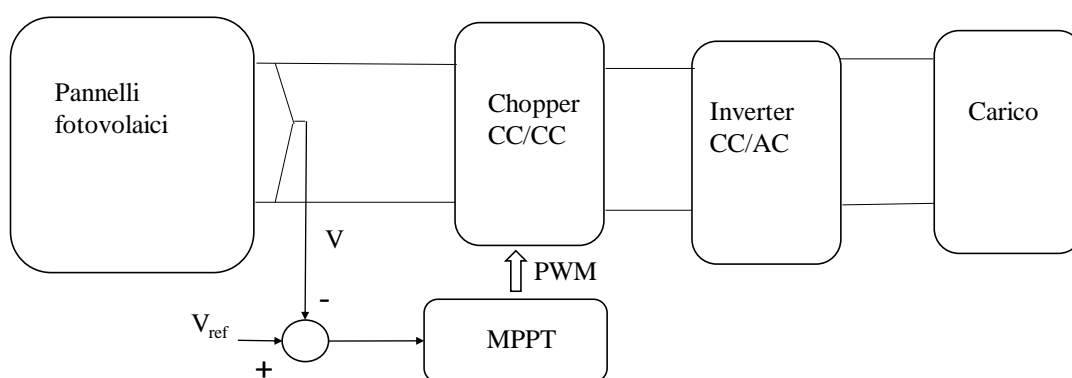


Fig. 3.8 - Schema di impianto fotovoltaico controllato con algoritmo di Tracciamento a Tensione Costante.

3.5 *Metodo della Tensione a Circuito Aperto*

La tecnica si basa sulla relazione lineare che c'è tra la tensione in output dei pannelli fotovoltaici nel MPP ovvero la V_{MPP} e la tensione a circuito aperto della stessa stringa V_{OC} . La formula 3.14 indica la relazione che c'è tra le due tensioni:

$$V_{MPP} \approx K_1 * V_{OC} \quad (3.14)$$

Si nota come la tensione V_{MPP} che si desidera raggiungere sia pari al rapporto tra una costante K_1 e la tensione a circuito aperto. K_1 dipende innanzitutto dalle caratteristiche del pannello stesso e dalle condizioni di temperatura e radiazione solare. Per esempio per dei pannelli fotovoltaici composti da celle policristalline in condizioni di irraggiamento tra i 200-1000 W/m^2 e di temperatura tra i 0-60°C K_1 risulta: $0.73 < K_1 < 0.80$. Una volta che si è stabilito il K_1 più adatto per quelle condizioni esterne e per le caratteristiche dei pannelli fotovoltaici usati bisogna registrare la tensione a circuito aperto V_{OC} : si isolano dal convertitore i pannelli fotovoltaici e si misura la tensione ai capi dei pannelli stessi la quale risulterà essere proprio la V_{OC} . Si calcola poi in base ai due dati acquisiti attraverso la formula (3.14) la V_{MPP} a cui devono lavorare i pannelli per raggiungere il MPP. Infine si varia il duty-cycle per controllare il convertitore e aggiustare la tensione ai capi dei pannelli solari fino al raggiungimento della tensione V_{MPP} .

L'isolamento dei pannelli fotovoltaici dal resto dell'impianto per misurare la tensione a circuito aperto deve essere eseguito periodicamente per avere una V_{OC} sempre aggiornata alle nuove condizioni esterne soprattutto di temperatura: questo continuo stacco dal convertitore però provoca una perdita di potenza erogata dal sistema fotovoltaico nonché una periodica discontinuità nell'erogazione di potenza elettrica.

Una possibile implementazione è quella di evitare l'isolamento periodico dei pannelli e misurare la tensione a circuito aperto V_{OC} su una cella fotovoltaica scollegata dai pannelli ma che abbia le stesse caratteristiche dei

pannelli e che si trovi nelle medesime condizioni di temperatura e radiazione solare. In generale il metodo risulta impreciso in quanto K_1 è stimato secondo dati prestabiliti e non aderenti quasi mai alle reali condizioni istantanee dei pannelli fotovoltaici: non si raggiunge mai esattamente il punto di massima potenza erogabile. Infine un dato a favore di questo metodo è il basso costo e la facile implementazione come sopra descritto.

CAPITOLO 4

Metodo Perturba & Osserva

In questo capitolo si vuole presentare in maniera estesa l'algoritmo MPPT Perturba & Osserva: partendo dallo schema a blocchi viene descritto il processo che si utilizza e il calcolo finale del duty-cycle. Vengono poi presentate varie problematiche e vantaggi dell'algoritmo. Si presenta infine l'implementazione che risolve uno dei problemi del P&O: il Metodo della Comparazione dei Tre Punti Pesati.

4.1 Perturba & Osserva

Come già anticipato nel capitolo 3.1 questo algoritmo MPPT risulta molto semplice e poco costoso nonché facilmente implementabile per migliorare i risultati ottenuti. Partendo dallo schema a blocchi della figura 4.1 si nota che come dati in input si hanno la tensione $V(k)$ e la corrente $I(k)$ ai capi dei pannelli fotovoltaici all'istante k , da essi si ricava la potenza erogata dai pannelli tramite la formula (1.1). Una volta registrata la potenza all'istante k la si può confrontare con quella all'istante $k-1$ e si possono presentare tre casi: se le due potenze sono uguali quindi la differenza è pari a zero non si varia il duty-cycle e la modulante M quindi si è già nel punto di massima potenza; se invece le due potenze sono diverse si valuta se $P(k)$ sia maggiore o minore della potenza all'istante precedente $P(k-1)$. In particolare se è maggiore si presentano due ulteriori casi: se la tensione ai capi dei pannelli fotovoltaici all'istante k cioè $V(k)$ è maggiore o minore di $V(k-1)$ e nel caso sia maggiore la modulante M viene diminuita di un certo fattore ΔM mentre se è minore M aumenta dello stesso fattore ΔM ; Se invece $P(k)$ risulta minore di $P(k-1)$ si

valutano sempre i due casi: se $V(k)$ è maggiore di $V(k-1)$ M aumenta di ΔM mentre se $V(k)$ è minore di $V(k-1)$ M decresce a $M - \Delta M$.

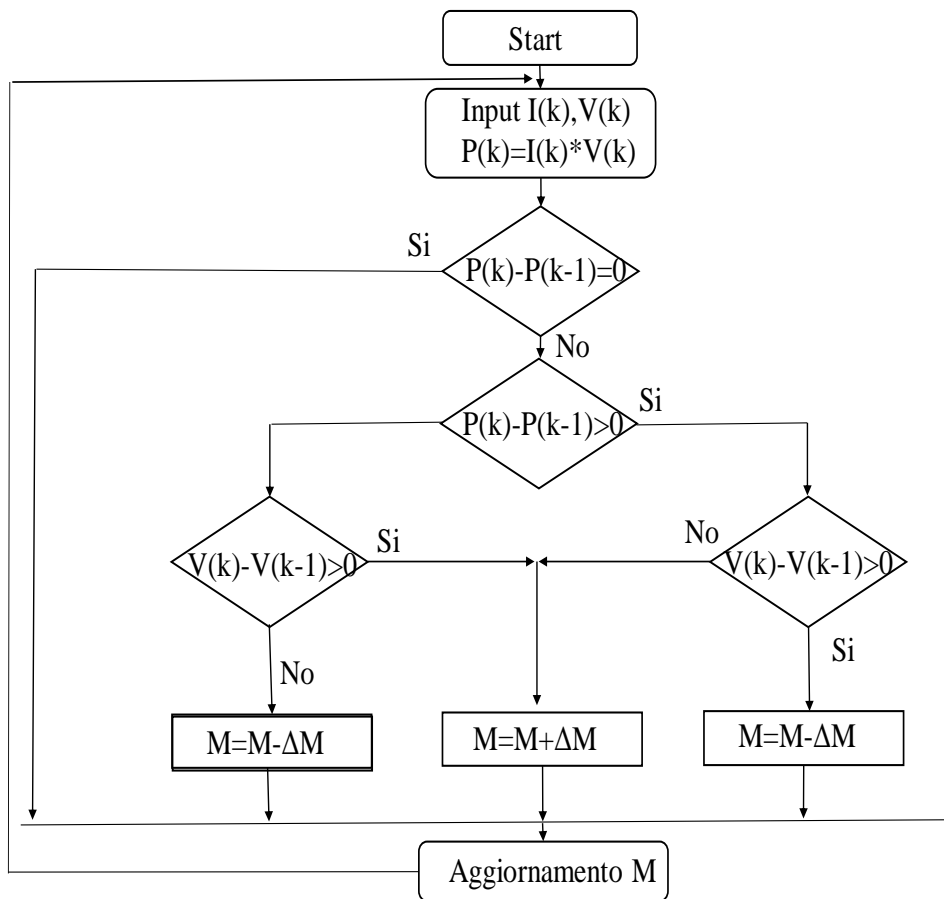


Fig. 4.1 – Schema a blocchi dell’algoritmo P&O.

Dal grafico di figura 4.2 si comprende l’effetto del cambiamento del duty-cycle sulla caratteristica $P-V$: se per esempio si ottiene un aumento di potenza all’istante k rispetto all’istante $k-1$ si presentano due possibilità dove la prima è che il punto si trovi a destra del MPP ovvero $V(k) < V(k-1)$ oppure a sinistra quindi $V(k) > V(k-1)$ come mostrato in figura 4.2.

Per la prima possibilità si nota che la variazione applicata alla tensione ai capi dei pannelli solari hanno prodotto un aumento di potenza e questo aumento si è ottenuto grazie a un aumento del duty-cycle da M a $M + \Delta M$. La seconda possibilità invece visto che la tensione all’istante k è maggiore di quella precedente la variazione ai capi dei pannelli è stata possibile tramite una diminuzione di M di ΔM .

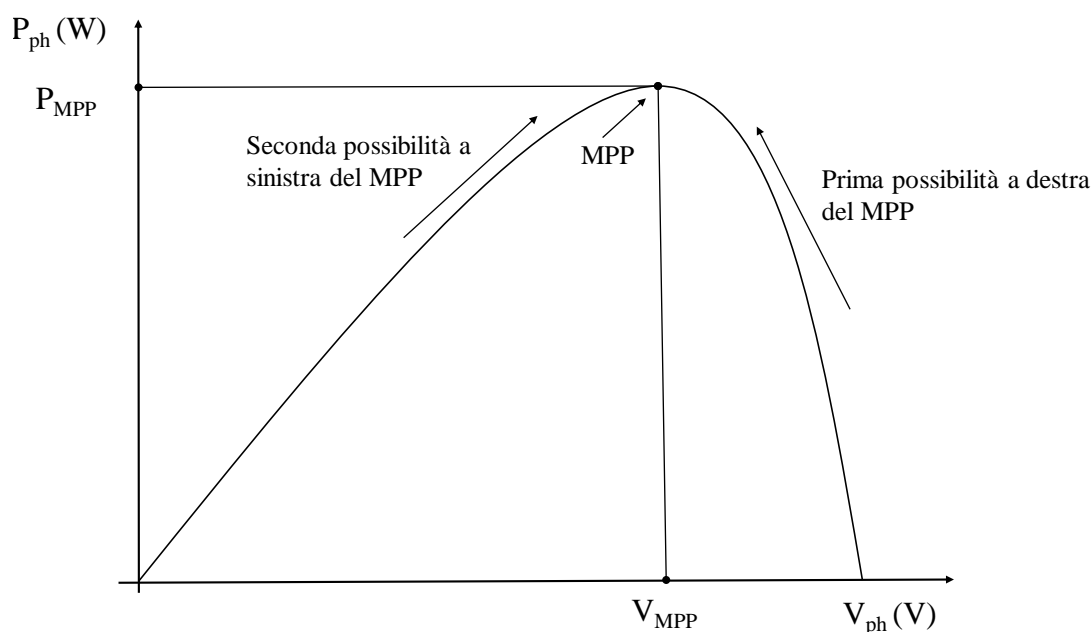


Fig. 4.2 – Caratteristica P-V di un generico pannello fotovoltaico.

Stesso procedimento si può applicare per il caso di una diminuzione di potenza dovuto a una variazione di tensione ai capi dei pannelli fotovoltaici. Questo metodo però non riesce a sopportare rapidi cambiamenti atmosferici come mostra il grafico di figura 4.3.

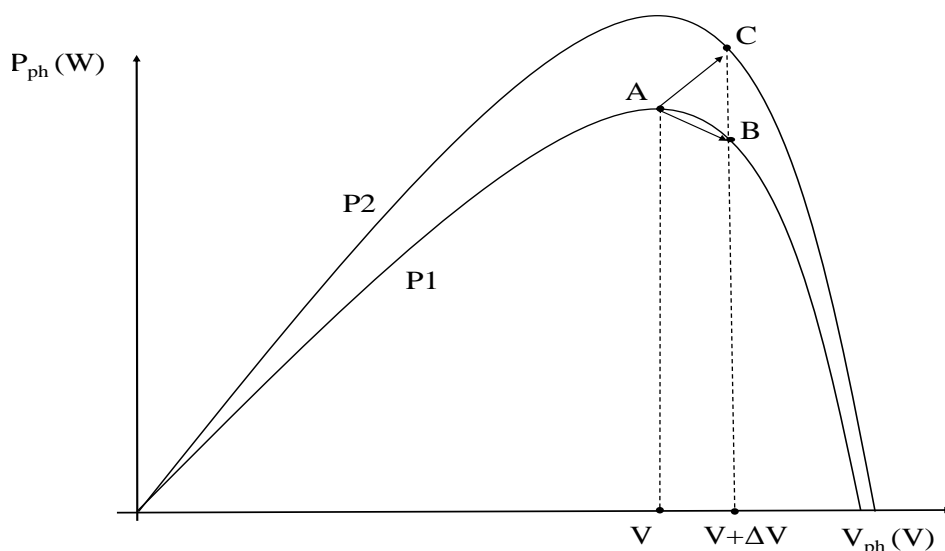


Fig. 4.3 – Ricerca MPP sulle caratteristiche P-V in diverse condizioni atmosferiche.

Partendo per esempio da un punto A sulla curva di figura 4.3,

considerando condizioni atmosferiche costanti, dopo una variazione di ΔV ai capi dei pannelli solari per cercare di raggiungere il MPP la tensione sarà pari a quella nel punto B dove però la potenza è minore e quindi la variazione si invertirà per tornare al punto A con potenza maggiore. Se invece ipotizzando che l'intensità della radiazione solare aumenti si passa dalla curva P1 alla curva P2 e il punto operativo si sposta così, a parità di variazione ΔV come per il punto B, nel punto C che il sistema riconosce come punto con potenza maggiore rispetto ad A ma che si allontana dal vero punto di massima potenza. L'algoritmo continua a divergere fortemente con l'aumentare continuo dell'intensità della radiazione solare. Questo problema può essere risolto con alcune implementazioni come il Metodo di Comparazione dei Tre Punti Pesati che rende il sistema più efficiente. L'algoritmo P&O risulta uno dei metodi meno costosi sia per la sua semplicità che per la necessità di pochi sensori nell'impianto: molte volte il sistema necessita di un solo sensore di tensione visto che la corrente in uscita dai pannelli è usata per il calcolo della potenza elettrica è stimata secondo alcuni parametri prestabiliti.

4.2 Metodo della Comparazione dei Tre Punti Pesati

L'algoritmo P&O mette a confronto solo due punti sulla curva P-V ovvero quello all'istante k e quello all'istante k-1 osservando il cambiamento di potenza e decidendo l'aumento o l'abbassamento della tensione ai capi dei pannelli fotovoltaici. Invece l'algoritmo della Comparazione dei Tre Punti Pesati si basa sullo stesso principio dello P&O ma usato in modo diverso: si varia periodicamente la tensione ai capi dei pannelli e si confronta la potenza in uscita dai pannelli su tre punti diversi, riferiti a tre punti sulla curva P-V. I tre punti sono: A ovvero il punto di lavoro corrente, B punto con una certa variazione da A e infine C con variazione opposta di B a partire sempre da A. In figura 4.4 sono riportati tutti e 9 i casi delle possibili posizioni reciproche dei tre punti sulla curva P-V.

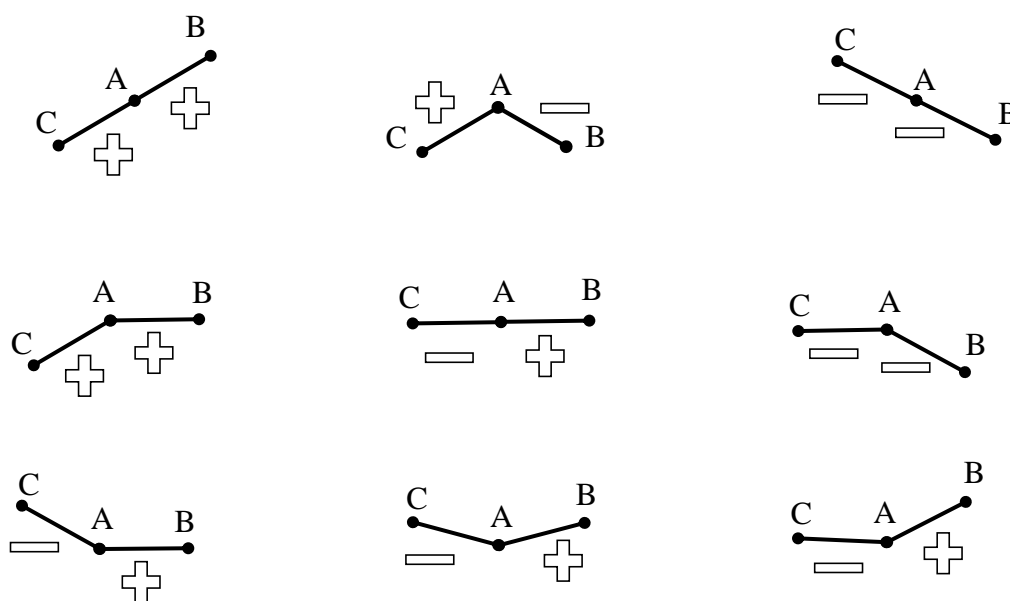


Fig. 4.4 – Schema dei 9 casi delle disposizioni dei tre punti A, B, C.

Nelle nove spezzate se la potenza in B è maggiore o uguale di quella in A si assegna un peso positivo se invece è minore si assegna un peso negativo, mentre per i punti A e C quando la potenza del punto C è minore di quella in A si assegna un peso positivo, altrimenti se è maggiore o uguale un peso negativo. A questo punto se ho due pesi positivi su tre punti il duty-cycle che regola il chopper con tecnica PWM deve essere incrementato, al contrario se sono negativi deve essere diminuito, infine se sono uno positivo e l'altro negativo il MPP è già stato raggiunto oppure la radiazione solare ha cambiato intensità e comunque non si deve variare il duty-cycle. Rispetto al P&O questa sua implementazione risulta più veloce a raggiungere il MPP qualora si registri un cambiamento nell'intensità della radiazione solare oppure un errore nella lettura dei dati. Inoltre l'oscillazione intorno al punto di massima potenza erogabile intrinseca al metodo P&O è notevolmente minore e quindi minore è la perdita di potenza soprattutto se sottoposto a repentini cambiamenti atmosferici.

4.3 Nuovo algoritmo MPPT a passo variabile

Per provare a risolvere i problemi relativi al Perturba & Osserva e rendere più efficace il risultato finale si è pensato a cercare una funzione che come input abbia sempre la corrente e la tensione e come output il valore dello step di tensione da aggiungere o sottrarre alla tensione di controllo dell'insieme dei pannelli: considerando la figura 4.2 si può notare come l'inclinazione della curva sia via via minore avvicinandosi al MPP raggiungendo un punto stazionario esattamente nel punto di massima potenza che si vuole raggiungere. Quindi se si è lontani dal MPP l'inclinazione è alta e così dovrà essere anche lo step di tensione per raggiungere velocemente il MPP, mentre vicino al MPP per non avere grandi oscillazioni lo step di tensione deve essere minimo così da mantenere sempre la potenza massima e col minor disturbo possibile. A questo punto si è dovuto trovare la giusta funzione che correlasse lo step di tensione al coefficiente angolare della curva di potenza: chiamando con DV lo step di tensione e con C il coefficiente angolare della curva la funzione risulta una curva di formula (4.1) contenuta nel primo e terzo quadrante come in figura 4.5.

$$DV = a * C \quad (4.1)$$

Poiché il DV non deve superare un certo limite superiore per non arrivare a dei DV troppo grandi si limita a un certo valore massimo il coefficiente angolare come in figura 4.5 in cui il DV, oltre a un certo *Val max* di C, si mantiene costante.

$$C < |Val \max| \quad (4.2)$$

Inoltre come si vede dalla figura 4.5 intorno all'origine, visto che non si deve arrivare a un DV pari a 0, è stato fissato un valore minimo positivo e negativo di DV come in formula (4.3) e (4.4): se il DV fosse pari a zero infatti l'algoritmo non potrebbe più ricercare il nuovo MPP ma resterebbe in quel

valore di tensione continuando sempre con un $DV=0$.

$$\text{Se } -Val\ min < DV < Val\ min \quad (4.3)$$

allora

$$DV = \pm Val\ min \quad (4.4)$$

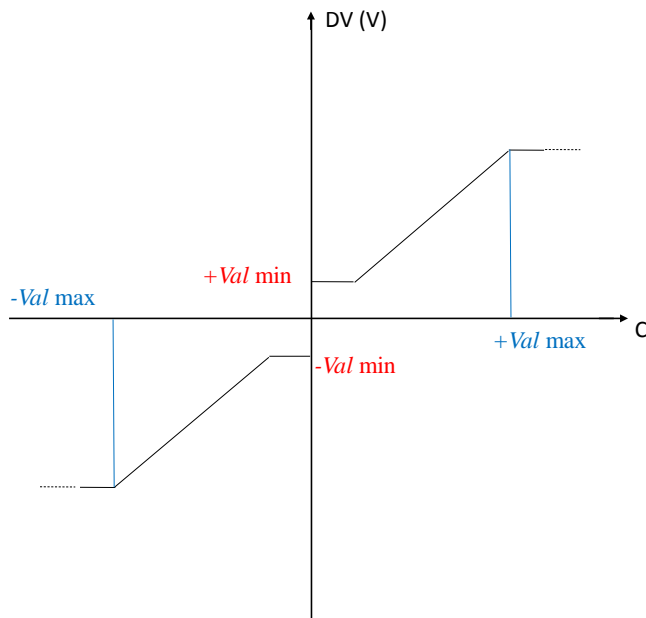


Fig. 4.5 – Grafico di una possibile funzione DV in funzione di C.

Per rendere le equazioni adattabili a qualsiasi tipo di impianto si sono resi tutti i valori in relazione al numero di pannelli in serie (NPS) e al valore di tensione nel MPP in condizioni standard di un singolo pannello fotovoltaico (VMPP) quindi le equazioni sopra riportate diventano rispettivamente:

$$DV = \frac{VMPP * NPS}{1700} * C \quad (4.5)$$

$$C < \left| \frac{VMPP * NPS}{2} \right| \quad (4.6)$$

$$-\frac{VMPP * NPS}{1360} < DV < \frac{VMPP * NPS}{1360} \quad (4.7)$$

$$DV = \pm \frac{VMPP * NPS}{1360} \quad (4.8)$$

I due valori del numero di pannelli in serie (NPS) e la tensione nel MPP (VMPP) infatti moltiplicati danno circa come risultato la tensione di lavoro nel MPP del sistema fotovoltaico in condizioni standard. Quindi è stato usato questo dato come valore di riferimento che si può cambiare a seconda del numero di pannelli in serie e tensione di lavoro di un pannello per ogni diverso sistema che si considera. Ovviamente la moltiplicazione dei due valori è stata adattata per ognuna delle diverse equazioni considerando diversi fattori moltiplicativi: il valore a si ricava dividendo per 1700 la moltiplicazione dei due valori e così anche per il $Val\ max$ e il $Val\ min$ rispettivamente dividendo per 2 e per 1360. Questi fattori moltiplicativi sono stati trovati considerando un sistema di 4 pannelli in serie a una VMPP di 34 V: considerando valori ragionevoli di step a diversi valori del coefficiente angolare della curva di potenza sono stati trovati valori efficaci di a , $Val\ max$ e $Val\ min$ per quell'impianto, successivamente questi valori sono stati adattati a qualsiasi tipo di impianto attraverso la dipendenza dal $VMPP*NPS$ considerando i vari fattori moltiplicativi. Così composte le formule (4.5), (4.6), (4.7), (4.8) riescono a trovare la giusta curva per trovare lo step di tensione per ogni tipo di impianto. Inoltre entrambi i dati sono valori sempre forniti: il numero di pannelli in serie è fornito da progetto e la tensione nel MPP in condizione standard di ogni pannello è fornito da catalogo.

Di seguito si presenta in figura 4.6 lo schema a blocchi dell'algoritmo: nel primo blocco vengono calcolati i valori della potenza elettrica $P(k)$, del coefficiente angolare C , del valore massimo ammesso e del valore minimo. Poi attraverso i due blocchi condizione si accerta che non si superi un certo valore di C . Si passa così a calcolare il valore di DV in funzione di C e delle caratteristiche dell'impianto ovvero VMPP e MPS. Inoltre si controlla che il valore di DV non sia zero o troppo vicino a quest'ultimo considerando un valore soglia minimo sia negativo che positivo ($Val\ min$). Infine si ottiene così il nuovo DV da applicare al sistema dei pannelli. Questo nuovo algoritmo permette un più rapido raggiungimento del MPP sia in condizioni stabili che di cambiamenti repentini di temperatura e/o irraggiamento visto che il

coefficiente angolare risulterebbe alto e così anche il DV. Inoltre una volta raggiunto il MPP poiché il DV restituito dall'algoritmo è relativamente basso (visto che in prossimità del MPP il C è prossimo a zero) la tensione viene perturbata di un valore molto basso restituendo così un valore di potenza poco disturbato e più stabile rispetto allo P&O tradizionale.

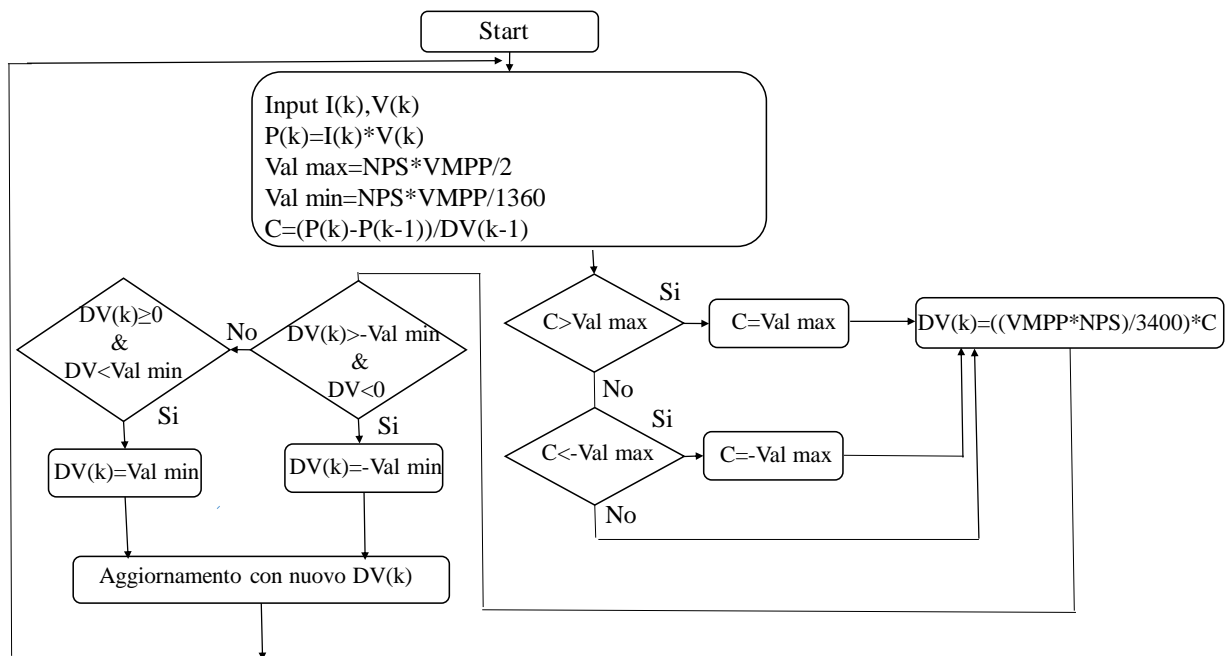


Fig. 4.6 – Schema a blocchi del nuovo algoritmo MPPT a passo variabile.

CAPITOLO 5

SIMULAZIONE

In questo capitolo si presenta il programma sul quale sono state effettuate le varie simulazioni. Si descrive poi lo schema generale del circuito preso in esame considerando tutti i suoi componenti. Inoltre vengono presentate diverse simulazioni che sfruttano l'algoritmo del tracciamento a tensione costante, il Perturba & Osserva e infine il nuovo MPPT a passo variabile.

5.1 Simulink e Matlab

Matlab è l'abbreviazione di MATrix LABoratory ed è un programma per il calcolo numerico e programmazione con linguaggio di alto livello eseguibile tramite il programma stesso nonché di facile e intuitiva lettura e scrittura rispetto al linguaggio macchina. La figura 5.1 è un'immagine dell'interfaccia principale di Matlab: in alto a sinistra si visualizza la cartella su cui si sta operando e dove vengono salvati e caricati i vari File che si vogliono usare. Nella parte centrale vi è la Command Window dove si possono eseguire diverse istruzioni fra le quali disegnare grafici tramite comando plot o assegnare valori numerici alle variabili o più in generale permette di comunicare con MATLAB. A destra in alto invece si trova il Workspace dove sono visualizzate le varie variabili e i loro valori. In basso a destra si può poi visualizzare la Command History dove sono presenti tutti i comandi eseguiti nella Command Window. Infine in alto a sinistra si può accedere all'editor per la creazione di nuovi programmi o funzioni.

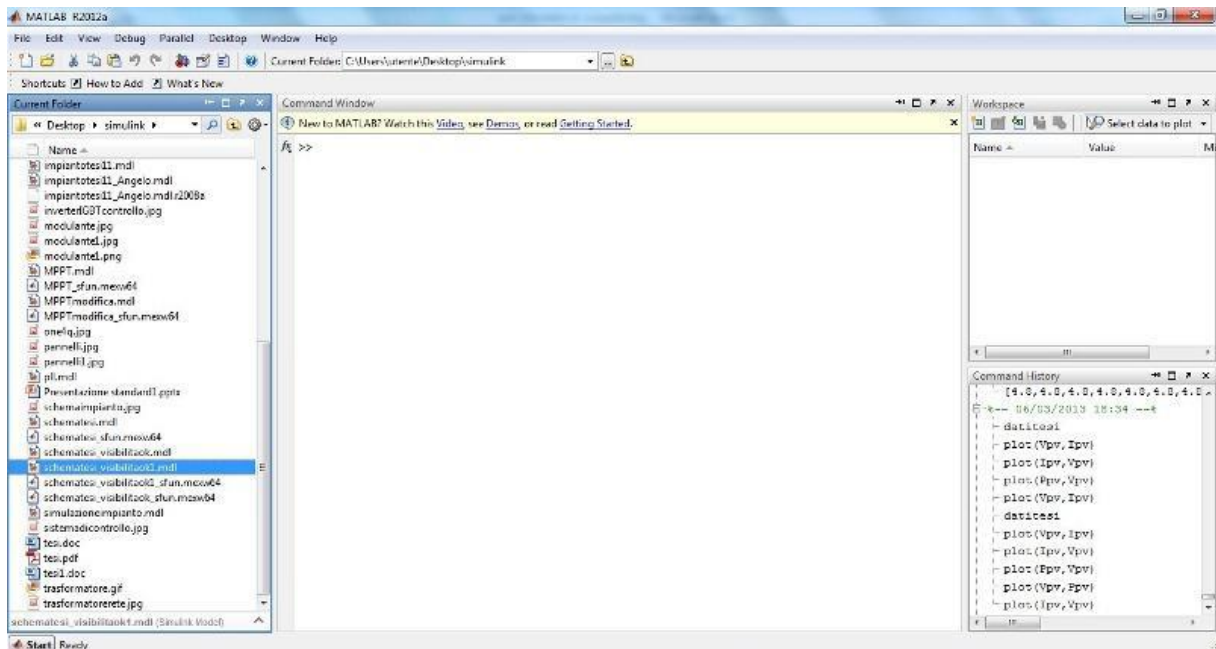


Fig. 5.1 – Screenshot dell’interfaccia principale di Matlab.

Per la trattazione che segue si è usato Simulink che è un ambiente di simulazione, analisi e modellazione di sistemi dinamici: si può creare il proprio modello attraverso uno schema a blocchi, i quali si possono prelevare dalle librerie Simulink. Tra i blocchi utilizzabili vi sono sia quelli più semplici come operatori matematici quali prodotto, somma, divisione e sottrazione fino a quelli più complessi e programmabili. I blocchi poi si possono collegare fra loro unendo i vari input e output fino a raggiungere una rappresentazione del modello desiderato. Una volta costruito lo schema si possono variare diversi parametri che fanno riferimento ai blocchi utilizzati, ma anche il tempo di durata della simulazione. Infine si possono visualizzare i dati ottenuti dalla simulazione tramite opportuni blocchi che inviano al Workspace i dati elaborati che poi possono essere visualizzati per esempio in un grafico. In figura 5.2 è presentata l’interfaccia di Simulink e la libreria contenente le varie categorie di blocchi.

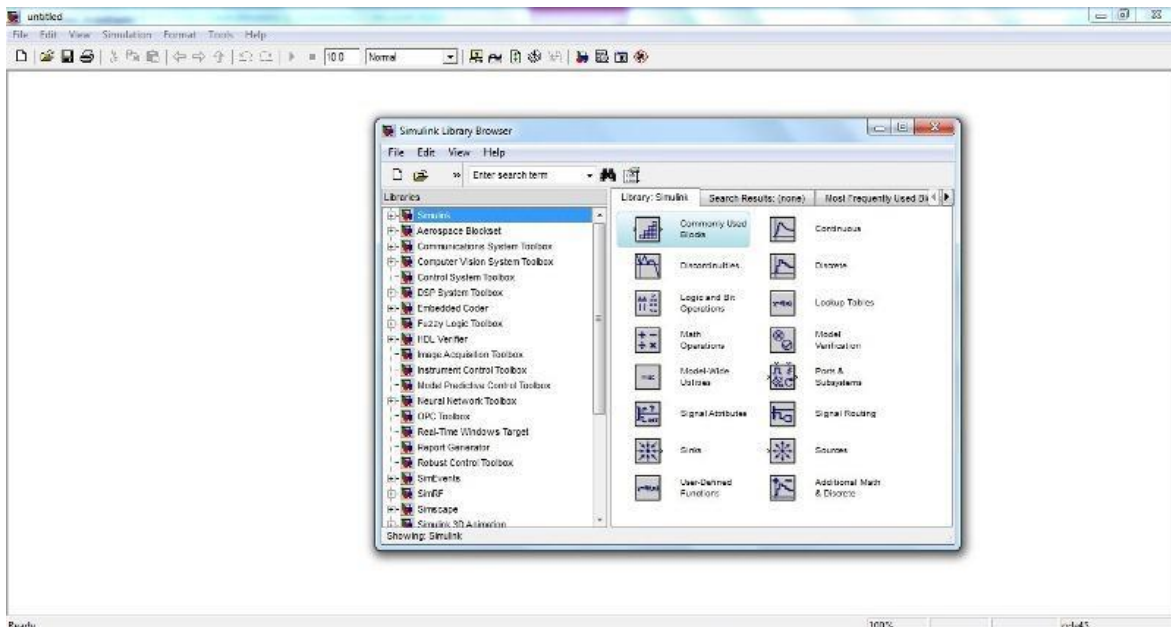


Fig. 5.2 – Interfaccia e libreria Simulink.

5.2 Schema dell'impianto

Lo schema che simula un impianto fotovoltaico presentato in questa tesi è un sistema di più stringhe di pannelli fotovoltaici collegate in parallelo fra loro e collegate non a un carico ma controllate in tensione tramite un generatore di tensione che serve a fissare la tensione ai capi delle stringhe stesse. Come mostra la figura 5.3 il sistema si può suddividere in due parti principali: la prima chiamata PV Block fa riferimento all'insieme di pannelli che simula il comportamento delle varie stringhe solari a seconda degli input di temperatura e irraggiamento, il secondo al generatore di tensione.

Nello specifico il generatore è una sorgente di tensione che mantiene in questo sistema la tensione desiderata ai capi dei pannelli simulando l'azione di un eventuale controllo su cui agisce l'algoritmo MPPT. In questo primo esempio il generatore di tensione ha come input un certo valore che nello schema di figura 5.3 è presentato da una rampa: la tensione grazie al blocco Ramp varia con una certa inclinazione da un valore minimo a uno massimo come mostrato in figura 5.4.

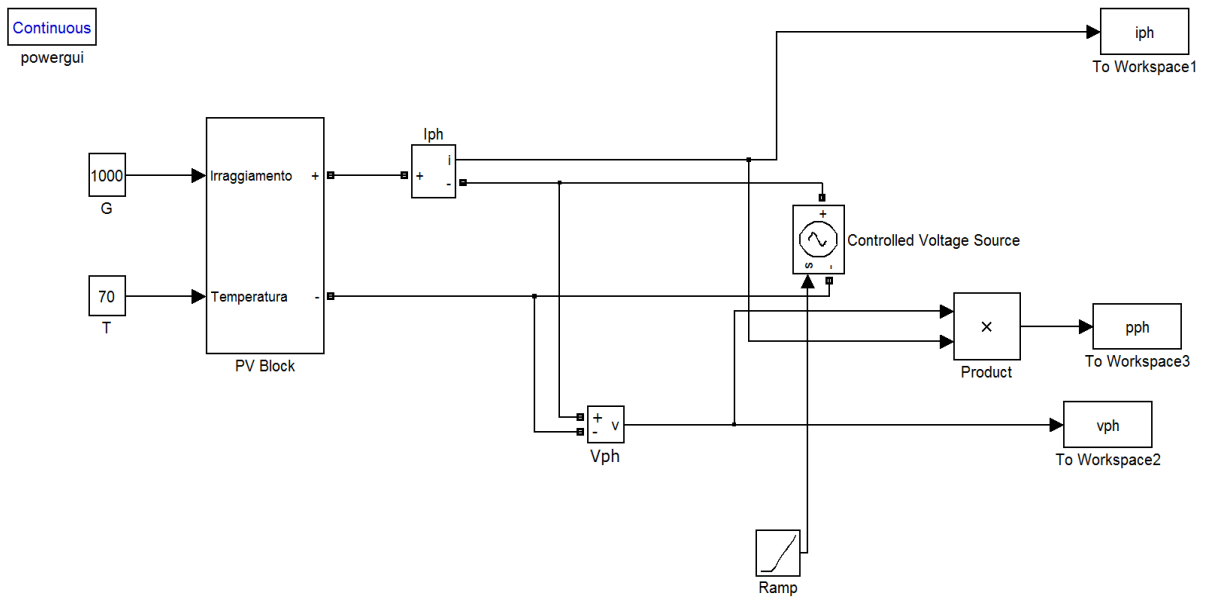


Fig. 5.3 – Schema principale realizzato tramite Simulink dell’impianto trattato.

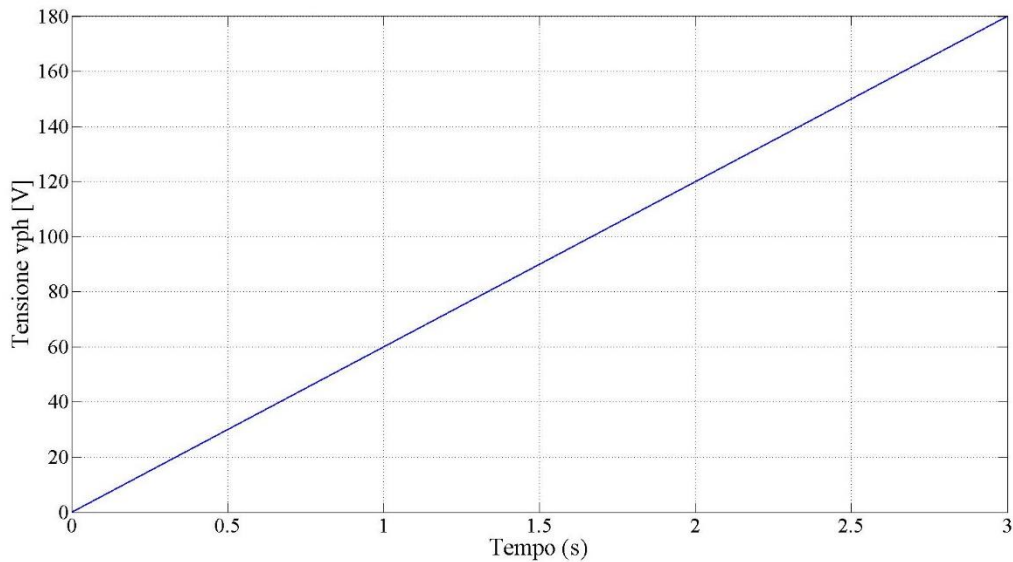


Fig. 5.4 – Grafico della rampa di tensione.

Il blocco dei pannelli è la parte più importante del sistema in quanto definisce l’intero insieme dei pannelli fotovoltaici con le loro caratteristiche di corrente e tensione in base alle diverse situazioni di temperatura e irraggiamento. Aprendo il blocco dei pannelli si può visualizzare il modello al suo interno come mostrato in figura 5.5.

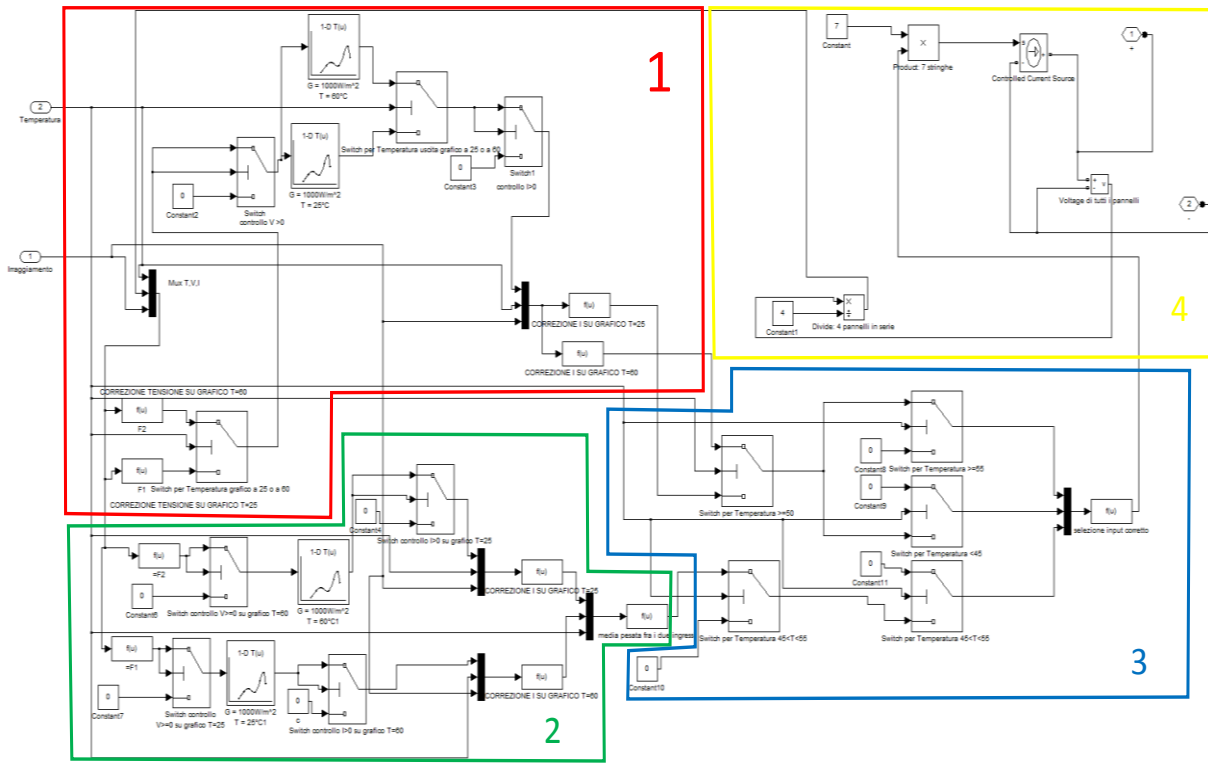


Fig. 5.5 – Interno del blocco dei pannelli che ne simula il funzionamento.

Lo scopo di questo blocco è quello di simulare in maniera più realistica possibile la caratteristica tensione-corrente per ogni situazione di temperatura e irraggiamento e con qualsiasi numero di pannelli in serie e qualsiasi numero di stringhe dei pannelli stessi. Infatti variando le due costanti collegate ai due blocchi divide e product rispettivamente si variano il numero di pannelli in serie e il numero di stringhe. Tutto questo è stato possibile grazie all'utilizzo di due curve di dati reali di tensione-corrente e grazie all'insieme di equazioni descritte al capitolo 1.2. Dentro il blocco si possono individuare 4 parti distinte come in figura 5.5: nella prima la tensione che arriva dal blocco del generatore di tensione esterno al pannello e divisa per un certo numero di pannelli in serie e nella parte 4 viene elaborata tramite i due blocchi di funzione F1 e F2 rispettivamente se la temperatura è minore di 50°C o superiore.

Le due funzioni F1 e F2 sono:

$$F1 = u[2] * (1 - 0.005 * (25 - u[1])) * (1 - 0.0003 * 0.2 * (u[3] - 1000)) \quad (5.1)$$

$$F2=u[2]*(1-0.003*(60-u[1]))*(1-0.0003*0.2*(u[3]-1000)) \quad (5.2)$$

In esse $u[1]$ è la temperatura, $u[2]$ è la tensione e $u[3]$ è l'irraggiamento: tutti in uscita dal MUX.

Infatti lo switch successivo sceglie quale blocco prendere a seconda della temperatura immessa. A questo punto la tensione viene controllata da uno switch affinché sia sempre maggiore di zero: in uscita così la tensione diventa l'input per i due blocchi di grafici contenenti i dati sperimentali di tensione-corrente a $T=25^\circ$ e $T=60^\circ$ entrambi a 1000 W/m^2 di irraggiamento.

Le funzioni rappresentate nei due blocchi contenenti i dati di tensione e corrente sono mostrate in figura 5.6 e 5.7 in cui la caratteristica si basa sulla $T=25^\circ$ e $T=60^\circ$ a un irraggiamento di 1000 W/m^2 .

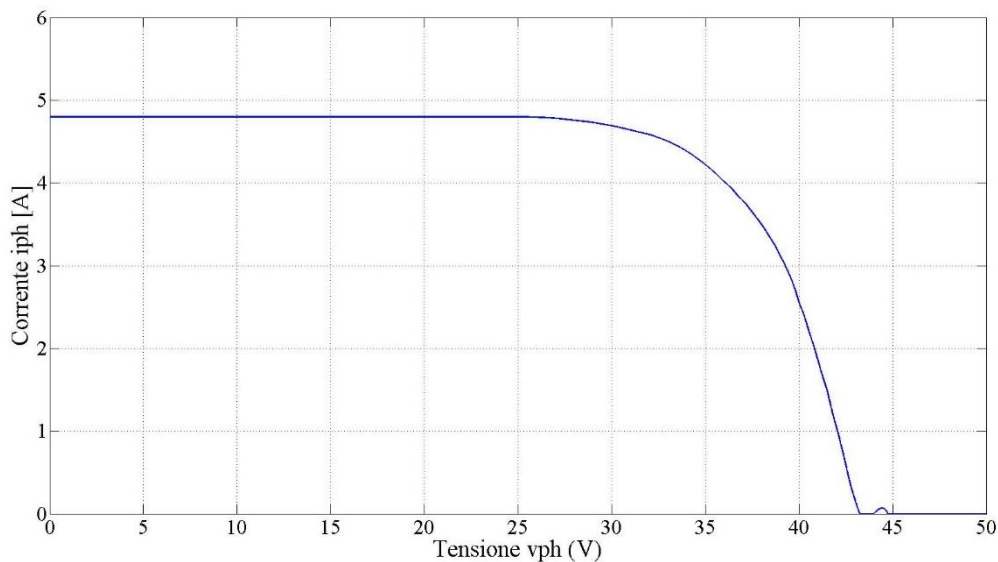


Fig. 5.6 – Curva caratteristica I-V a temperatura 25°C e 1000 W/m^2 di irraggiamento.

Ovviamente i dati in uscita nel modello sono già stati corretti per quanto riguarda la tensione in base alla temperatura e irraggiamento selezionati grazie all'input elaborato da F1 o F2.

In uscita si ha così un dato di corrente che proviene da uno dei due grafici selezionati dallo switch successivo comandato sempre a seconda della temperatura minore o maggiore di 50°C . Inoltre il dato in uscita è sottoposto a

uno switch di controllo affinché sia sempre maggiore di 0.

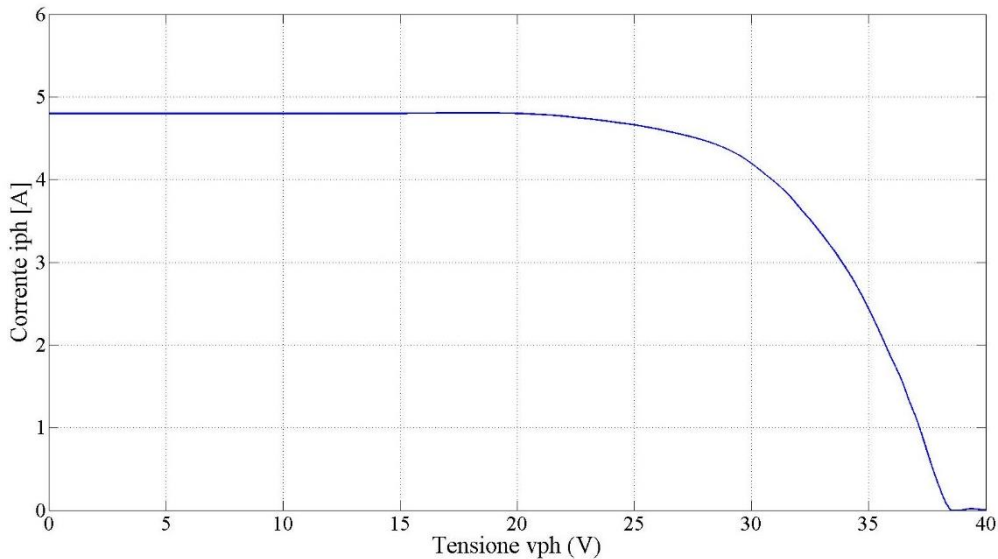


Fig. 5.7 – Curva caratteristica I-V a temperatura 60°C e 1000 W/m² di irraggiamento.

Il dato di corrente è così corretto da altri due blocchi di funzione in base alla temperatura e irraggiamento immessi: nella parte 3 dello schema sarà poi selezionato qual'è il giusto dato da scegliere sempre in base alla temperatura immessa. Le due funzioni, la prima per temperature minori di 50°C e la seconda per temperature maggiori, che correggono il dato in uscita di corrente sono le seguenti:

$$F3 = u[1] * (1 + 0.006/1000 * (u[2] - 25)) * (1 + 0.99 * (u[3] - 1000)/1000) \quad (5.3)$$

$$F4 = u[1] * (1 + 0.006/1000 * (u[2] - 60)) * (1 + 0.99 * (u[3] - 1000)/1000) \quad (5.4)$$

Nelle (5.3) e (5.4) u[1] è la corrente, u[2] è la temperatura e u[3] è l'irraggiamento tutti in uscita dal MUX.

Tutte e quattro le funzioni (5.1), (5.2), (5.3) e (5.4) rispetto alle formule presentate nel capitolo 1.2 sono state adattate per questo particolare modello cambiando i fattori β_T , γ_T , α_s .

Nella parte 2 dello schema di figura 5.5 invece si calcola sempre nello stesso modo esposto sopra il dato di corrente in uscita dai due grafici ma anziché selezionare nel blocco 3 quale dei due dati considerare si effettua tramite un blocco funzione la media pesata dei due: questa parte è stata creata affinché non ci sia irregolarità intorno alla $T=50^{\circ}\text{C}$ in quanto sotto a questo valore si prendono i dati corretti dal grafico a $T=25^{\circ}\text{C}$ mentre sopra i dati sono corretti a partire dal grafico a $T=60^{\circ}$ quindi intorno alla temperatura di selezione ci sarebbero alcune irregolarità. La media pesata tiene conto a seconda che la temperatura nell'intorno fra i 45° e 55° sia più vicina a un grafico o all'altro dando così più peso a uno o all'altro rendendo la curva molto più regolare e aderente alla realtà. La funzione utilizzata per eseguire la media pesata è la seguente:

$$\text{Media pesata} = ((u[3]-45)*u[1] + (55-u[3])*u[2]) / 10 \quad (5.5)$$

dove $u[1]$ è la corrente in uscita dal blocco riferito alla $T=25^{\circ}\text{C}$, $u[2]$ è la corrente in uscita dal blocco riferito alla $T=60^{\circ}\text{C}$ e $u[3]$ è la temperatura.

La parte 3 dello schema invece raccoglie tutti i dati e tramite un insieme di switch seleziona l'output corretto: se la temperatura è compresa tra i 45° e 55° darà in output il valore che esce dalla parte 2 e gli output che passano dagli switch che arrivano dalla parte 1 daranno 0; se la temperatura è inferiore a 45 allora gli switch daranno 0 a parte quello proveniente dal blocco 1 risalente al grafico a $T=25^{\circ}$. Stesso discorso se la temperatura è superiore ai 55 dove però si risale fino al grafico a $T=60^{\circ}$. Infine visto che in ogni situazione si ha un solo valore diverso da 0, i tre valori vengono sommati e il modello restituisce alla parte 4 solo il valore di corrente corrispondente ai dati di temperatura e irraggiamento immessi. Infine nella parte 4 sono presenti il generatore di corrente che in ingresso ha il valore di corrente elaborato dagli altri blocchi e moltiplicato per il numero delle stringhe di pannelli fotovoltaici. Tornando allo schema principale di figura 5.3 gli altri componenti sono funzionali per visualizzare i dati che la simulazione ha elaborato: I_{ph} è il misuratore di corrente che rileva istante per istante durante la simulazione l'intensità di corrente che va dal blocco dei pannelli al generatore di tensione, esso è poi

collegato a un altro blocco che invia i dati al Workspace; Vph invece è collegato ai capi del blocco dei pannelli e rileva la tensione a ogni istante per poi inviarla al Workspace, stesso discorso per pph che prendendo dal blocco del prodotto il risultato della corrente per la tensione invia i dati della potenza erogata dai pannelli. Come visto nel capitolo 1 le caratteristiche di tensione-corrente in base alla temperatura e irraggiamento variano secondo i grafici rispettivamente 1.9 e 1.8: con questo modello è possibile riprodurre gli stessi andamenti a partire dai dati reali come in figura 5.8 e 5.9.

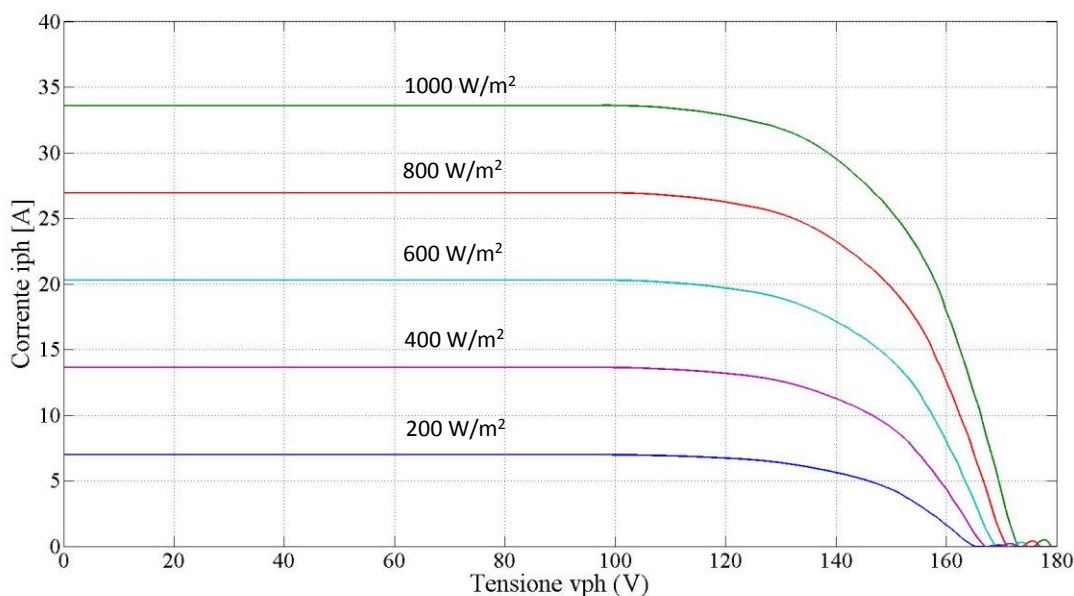


Fig. 5.8 – Grafici I-V a temperatura costante pari a 25°C ma a diverse intensità di irraggiamento: da 1000 W/m² a 200 W/m².

Come si nota nei due grafici gli andamenti corrispondono a quelli descritti in teoria: se a temperatura costante si diminuisce l'intensità luminosa le curve si abbasseranno per quanto riguarda la corrente quindi anche la corrente nel MPP sarà inferiore, invece se a irraggiamento costante si aumenta la temperatura la tensione a vuoto diminuisce e di conseguenza diminuisce la tensione nel MPP.

Questa simulazione ha come scopo quella di verificare il corretto funzionamento del blocco dei pannelli: infatti provando diversi tipi di input di temperatura e/o irraggiamento imponendo per esempio una rampa di tensione l'output è risultato in ogni caso una caratteristica I-V aderente alla realtà.

Inoltre il blocco di pannelli si può adattare a ogni tipo di impianto e con pannelli solari di caratteristiche differenti: cambiando il numero di pannelli in serie, il numero di stringhe, le due curve caratteristiche e i tre fattori β_T , γ_T , α_s , si può simulare con buoni risultati qualsiasi impianto fotovoltaico.

In tutte le simulazioni successive il numero di pannelli in serie è fissato a 4 e il numero di stringhe di pannelli a 7.

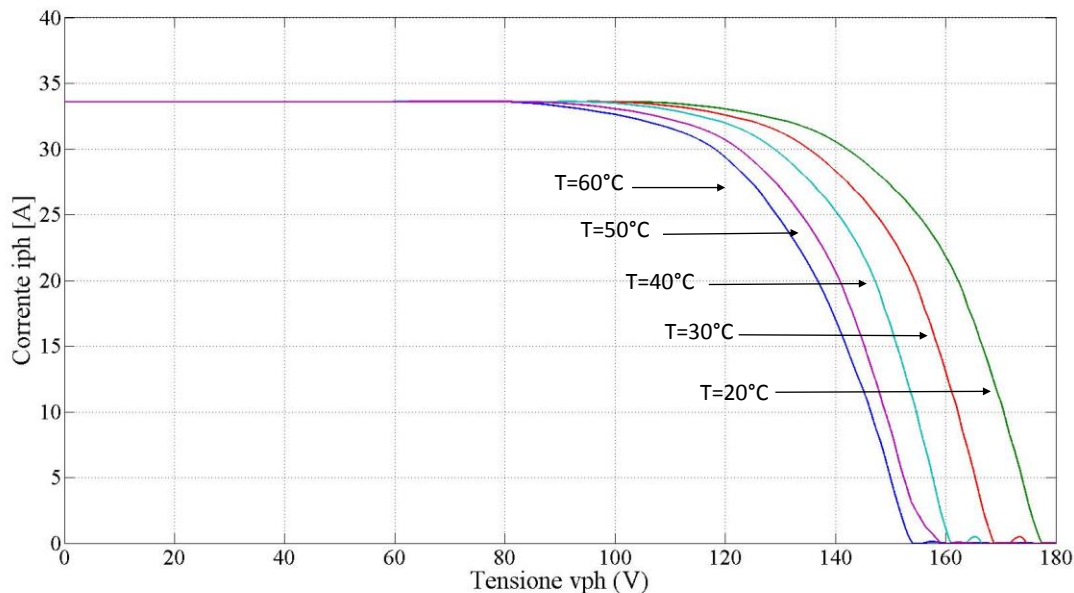


Fig. 5.9 – Grafici I-V a irraggiamento costante pari a 1000 W/m^2 ma a diverse temperature: da 60°C a 20°C .

5.3 Simulazione dell'impianto con algoritmo a tracciamento a tensione costante

Questo primo modello simula l'algoritmo MPPT del tracciamento a tensione costante descritto nel capitolo 2.5: la tensione in questo sistema non è controllata in maniera dinamica secondo un algoritmo che varia la tensione a seconda delle diverse situazioni ma è mantenuta costante. Tramite il blocco del repeating sequence, applicata al Controlled Voltage Source, si mantiene costante la tensione prescelta ai capi del blocco dei pannelli. Si possono considerare 5 diverse condizioni operative.

1. La prima sarà effettuata a Temperatura e Irraggiamento costante pari rispettivamente a 25°C e 1000 W/m^2 .
2. La seconda simulerà questo tipo di variazioni istantanee a temperatura costante e pari a 25°C : 0-1 s Irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , 1-2 s Irraggiamento pari a 600 W/m^2 , 2-3 s Irraggiamento pari a 800 W/m^2 .
3. La terza simulerà variazioni istantanee di temperatura e irraggiamento costante e pari a 1000 W/m^2 : 0-1 s temperatura pari a 25°C , 1-2 s temperatura pari a 60°T , 2-3 $\text{T}=40^{\circ}\text{C}$.
4. La quarta simula cambiamenti progressivi e contemporanei di temperatura e irraggiamento: 0-1 s irraggiamento pari a 1000 W/m^2 e $\text{T}=25^{\circ}\text{C}$, 1-2 s irraggiamento cala fino a 600 W/m^2 e temperatura ancora di 25°C , 2-3 irraggiamento pari a 600 W/m^2 e la temperatura si innalza fino a 60°C , 3-4 s irraggiamento aumenta fino a 1000 W/m^2 e la temperatura si mantiene costante a 60°C , 4-5 s irraggiamento costante a 1000 W/m^2 e temperatura costante a 60°C come in figura 5.10 e 5.11 rispettivamente per l'irraggiamento rispetto al tempo e per la temperatura rispetto al tempo.
5. Quest'ultima prevede l'utilizzo di dati orari forniti dall'ARPA LOMBARDIA in zona Milano – Lambrate nella giornata del 09/07/2013 dalle ore 00.00 fino al 10/07/2013 alle ore 00.00 come da tabella 5.1 e figure 5.12 e 5.13.

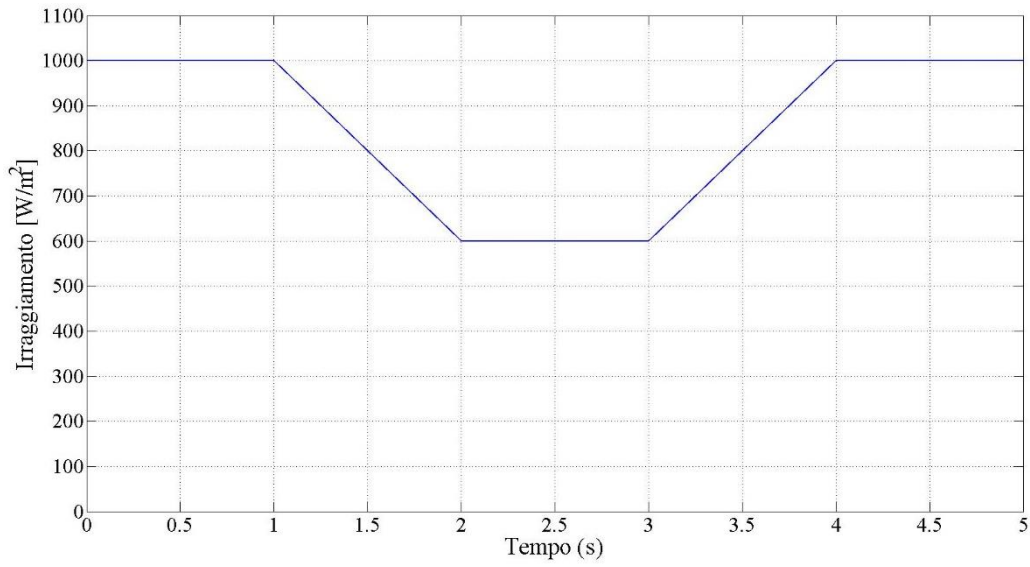


Fig. 5.10 – Andamento dell'irraggiamento nella condizione 4.

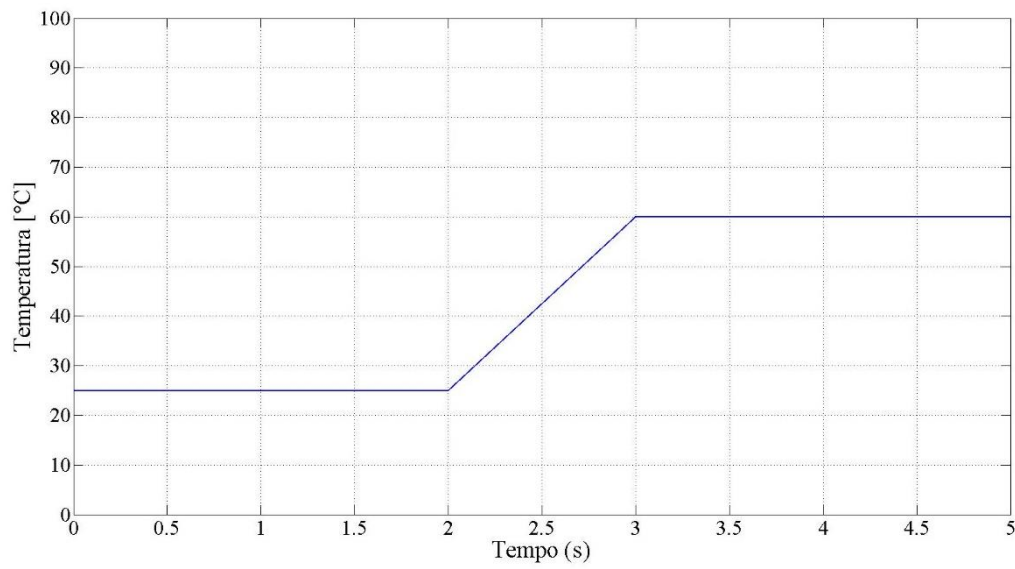


Fig. 5.11 – Andamento della temperatura nella condizione 4.

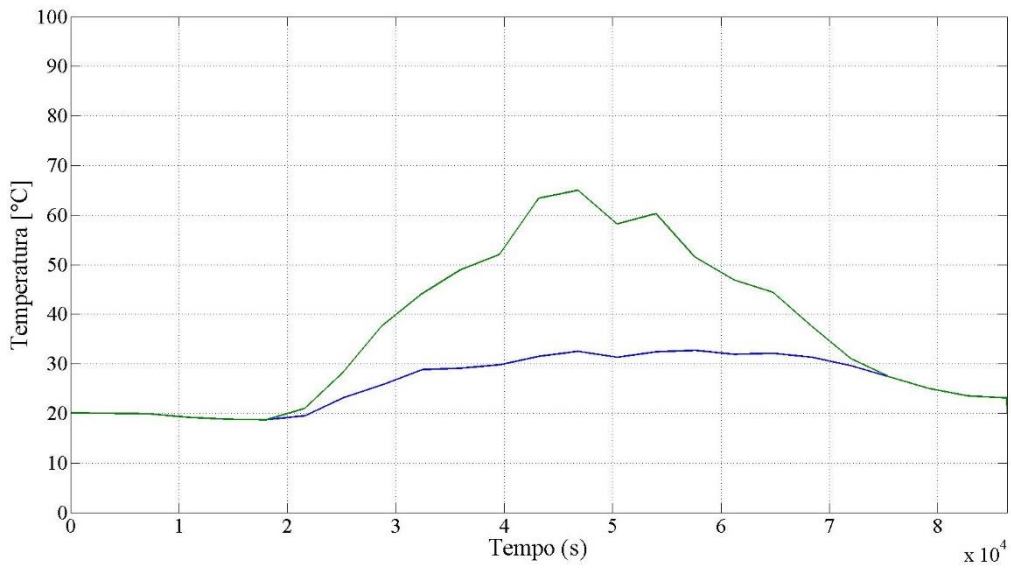


Fig. 5.12 – Grafico delle temperature in funzione del tempo nella condizione 5: la curva blu è riferita alla temperatura ambiente, quella verde alla ipotetica temperatura della giunzione dei pannelli fotovoltaici.

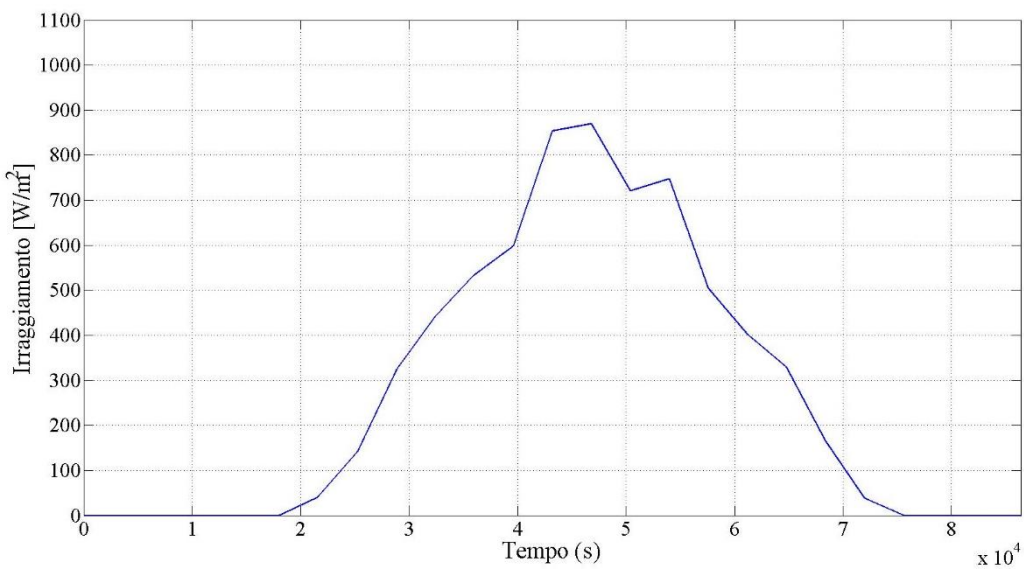


Fig. 5.13 – Grafico di irraggiamento in funzione del tempo nella condizione 5.

DATA-ORA	TEMPERATURA (°C)	IRRAGGIAMENTO (W/m ²)
09/07/2013 00.00	20,1	0
09/07/2013 01.00	20	0
09/07/2013 02.00	19,9	0
09/07/2013 03.00	19,2	0
09/07/2013 04.00	18,8	0
09/07/2013 05.00	18,7	0
09/07/2013 06.00	19,5	41
09/07/2013 07.00	23,2	140
09/07/2013 08.00	25,8	322
09/07/2013 09.00	28,8	411
09/07/2013 10.00	29,1	534
09/07/2013 11.00	29,8	598
09/07/2013 12.00	31,5	854
09/07/2013 13.00	32,5	870
09/07/2013 14.00	31,3	721
09/07/2013 15.00	32,4	748
09/07/2013 16.00	32,7	504
09/07/2013 17.00	31,9	402
09/07/2013 18.00	32,1	329
09/07/2013 19.00	31,3	165
09/07/2013 20.00	29,6	38
09/07/2013 21.00	27,3	0
09/07/2013 22.00	25	0
09/07/2013 23.00	23,5	0
10/07/2013 00.00	23,1	0

Tabella 5.1 – Dati ARPA LOMBARDIA di irraggiamento e temperatura ambiente nella giornata del 09/07/2013 presso la stazione di rilevamento meteorologico di Milano – Lambrate.

La condizione 5 si basa su dati richiesti all'ARPA LOMBARDIA e riferiti a una particolare stazione di rilevamento nella zona Lambrate di Milano. I dati forniti sono di irraggiamento e temperatura ambiente ora per ora che sono stati utilizzati per creare due blocchi repeating sequences per i due ingressi di temperatura e irraggiamento. I dati di temperatura tuttavia si riferiscono alla temperatura ambiente e non possono essere utilizzati come input di temperatura della giunzione dei pannelli così come sono forniti dall'ARPA LOMBARDIA. Considerando che i fattori che determinano maggiormente la temperatura dei pannelli solari sono la temperatura ambiente e l'irraggiamento che li colpisce

si è proceduto a creare un modello che a partire dai dati di temperatura ambiente e irraggiamento forniti dall' ARPA potesse dare come risultato una ipotetica e ragionevole temperatura dei pannelli. La formula (5.6) restituisce come risultato la temperatura ipotetica dei pannelli:

$$T_p = T_a + 0.0373 * I \quad (5.6)$$

Nella formula (5.6) T_p ($^{\circ}\text{C}$) è la temperatura ipotetica dei pannelli calcolata a partire dalla temperatura ambiente T_a ($^{\circ}\text{C}$) e dall'irraggiamento I (W/m^2). Il fattore moltiplicativo dell'irraggiamento è stato trovato a partire da dati sperimentali di pannelli reali in cui avendo noti la temperatura ambiente, l'irraggiamento e la temperatura dei pannelli si è ricavato il valore di 0.0373. A questo punto si può riscrivere la tabella 5.1 nella 5.2 con la nuova temperatura oraria che caratterizza i pannelli.

La prima simulazione, della durata di 3 secondi, è effettuata nella condizione 1. Si imposta poi la curva che porta il generatore di tensione a 134 V tramite il blocco repeating sequence: il risultato della tensione in funzione del tempo è rappresentato in figura 5.14. Il valore di tensione scelto 134 V è il valore di MPP per queste particolari condizioni: infatti se le condizioni di temperatura e irraggiamento non variano la potenza si mantiene costante al valore di 4172 W come in figura 5.15.

Per dimostrare il diverso effetto di variazioni di temperatura e irraggiamento si sono effettuate due ulteriori prove in condizioni costanti usando l'algoritmo a tensione costante: la prima a un irraggiamento di $700 \text{ W}/\text{m}^2$ e temperatura di 25°C , la seconda a un irraggiamento di $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ a una temperatura di 60°C .

DATA-ORA	TEMPERATURA AMBIENTE (°C)	TEMPERATURA IPOTETICA PANNELLI (°C)	IRRAGGIAMENTO (W/m ²)
09/07/2013 00.00	20,1	20,1	0
09/07/2013 01.00	20	20	0
09/07/2013 02.00	19,9	19,9	0
09/07/2013 03.00	19,2	19,2	0
09/07/2013 04.00	18,8	18,8	0
09/07/2013 05.00	18,7	18,7	0
09/07/2013 06.00	19,5	21	41
09/07/2013 07.00	23,2	28,4	140
09/07/2013 08.00	25,8	37,8	322
09/07/2013 09.00	28,8	44,1	411
09/07/2013 10.00	29,1	49	534
09/07/2013 11.00	29,8	52,1	598
09/07/2013 12.00	31,5	63,4	854
09/07/2013 13.00	32,5	65	870
09/07/2013 14.00	31,3	58,2	721
09/07/2013 15.00	32,4	60,3	748
09/07/2013 16.00	32,7	51,5	504
09/07/2013 17.00	31,9	46,9	402
09/07/2013 18.00	32,1	44,4	329
09/07/2013 19.00	31,3	37,5	165
09/07/2013 20.00	29,6	31	38
09/07/2013 21.00	27,3	27,3	0
09/07/2013 22.00	25	25	0
09/07/2013 23.00	23,5	23,5	0
10/07/2013 00.00	23,1	23,1	0

Tabella 5.2 – Dati di irraggiamento e temperatura ambiente nella giornata del 09/07/2013 presso la stazione di rilevamento meteorologico di Milano – Lambrate e temperatura ipotetica dei pannelli calcolata secondo la formula (5.6).

Se si varia l'irraggiamento a 700 W/m² a una temperatura di 25°C ovviamente la tensione nel MPP varia e passa a 133 V e la potenza erogata a 2882 W quindi se si mantenesse la stessa tensione di MPP per la condizione 1 come prevede questo algoritmo MPPT ci sarebbe una perdita costante di potenza pari a 2882-2880=2 W ovvero pari alla differenza fra la potenza che si avrebbe tenendo 133 V e quella non più nel MPP di 134 V. Mettendo a confronto i due grafici di potenza rispetto al tempo in figura 5.16 si nota che la perdita è minima e più che accettabile.

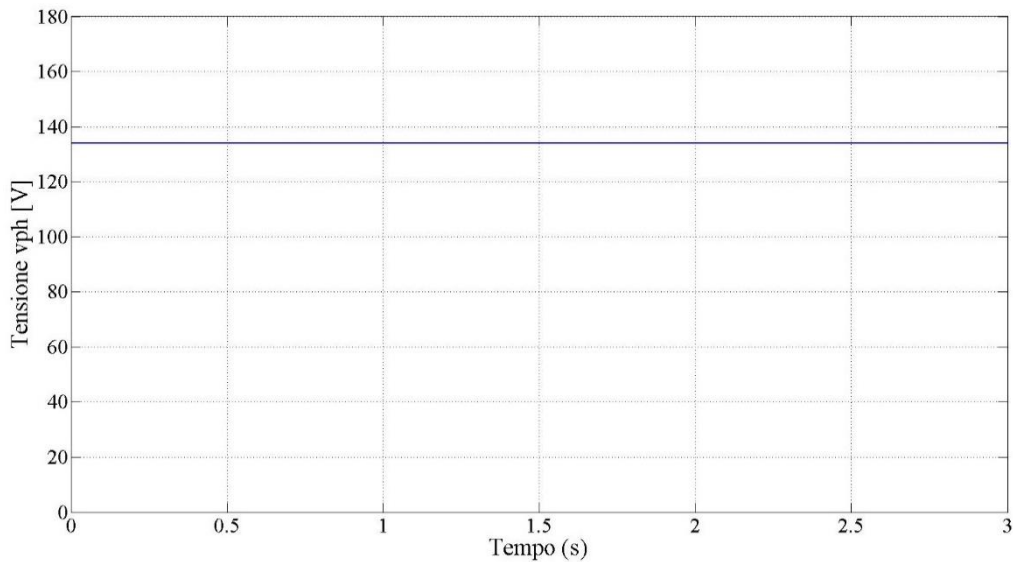


Fig. 5.14 – Tensione costante a 134 V in funzione del tempo nella condizione 1.

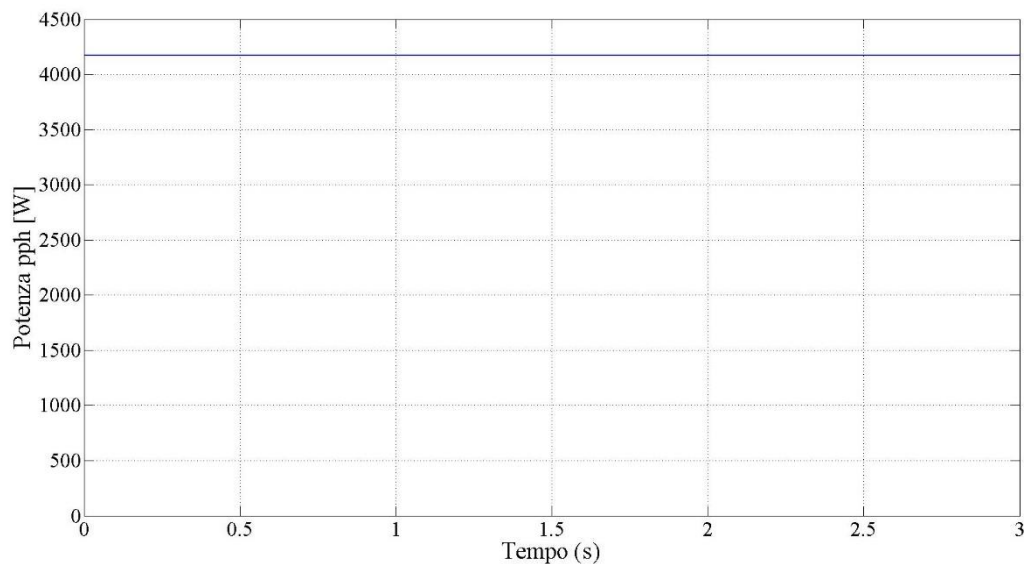


Fig. 5.15 – Grafico della potenza in funzione del tempo a una tensione di 134 V nella condizione 1.

Invece considerando una condizione stabile di irraggiamento a 1000 W/m^2 ma una temperatura di 60°C anziché 25°C il valore di 134 V risulta molto diverso da quello al MPP di 117 V: come mostra il grafico di figura 5.17 la perdita di potenza risulta notevole infatti tenendo la tensione a 134 V la potenza risulta di 2951 W mentre se si cambiasse alla tensione nel MPP di 117 V si avrebbe una potenza di 3544 W quindi si ha una perdita netta di

$3544-2951=593\text{W}$ cioè considerevole.

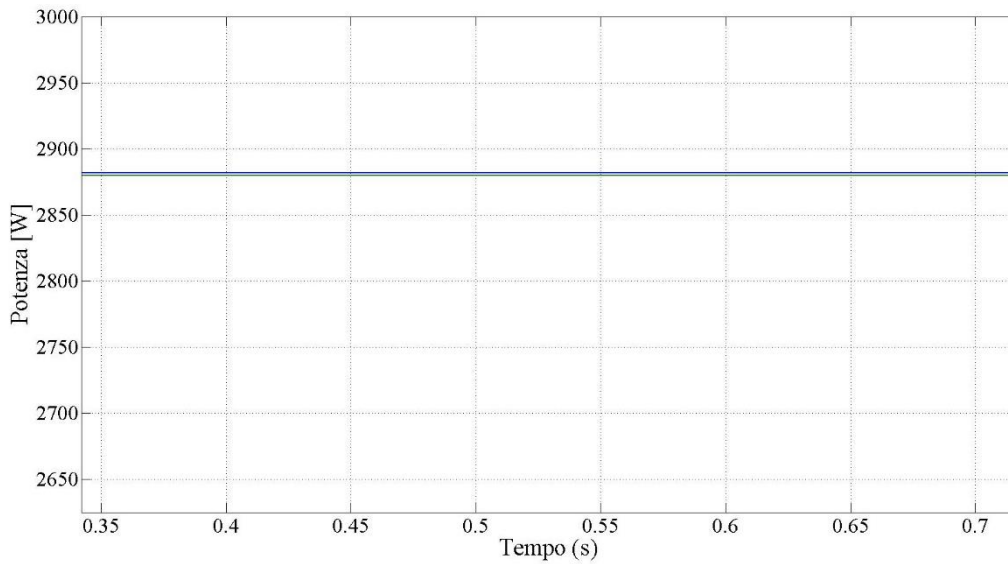


Fig. 5.16 – Confronto grafico ingrandito delle potenze a $T=25^{\circ}$ e irraggiamento pari a 700 W/m^2 dove la linea blu indica la potenza che si avrebbe a 132 V mentre quella verde a 134 V .

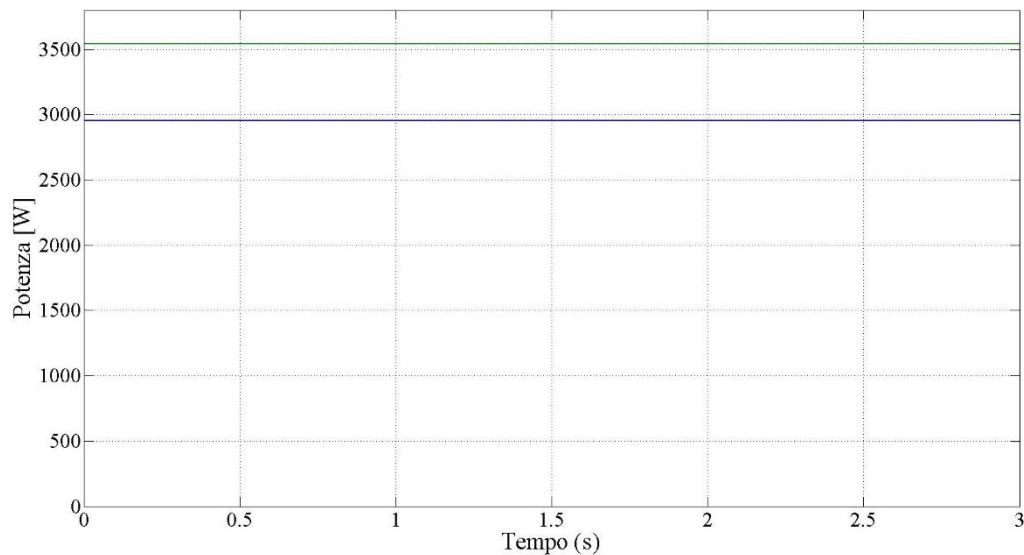


Fig. 5.17 – Grafici delle potenze in funzione del tempo a una $T=60^{\circ}\text{C}$ e irraggiamento di 1000 W/m^2 : la curva blu si riferisce a una tensione costante di 134 V mentre la curva verde a una tensione di 117 V .

Questo metodo seppur economico e semplice restituisce buoni risultati se non si presentano rapidi e incisivi cambiamenti atmosferici soprattutto di

temperatura.

Passando alla seconda condizione si ottiene, mantenendo una tensione di 134 V, quindi una tensione rispetto al tempo come in figura 5.14, un grafico di potenza come in figura 5.18. La curva di potenza varia in funzione del diverso irraggiamento e ovviamente, essendo stata fissata una tensione nel MPP solo per l'intervallo di tempo 0-1 s, per l'intervallo 1-3 s è presente una certa perdita di potenza che però risulta molto bassa come dimostra il grafico di figura 5.19. In quest'ultima figura per ogni intervallo temporale, che corrisponde a un diverso irraggiamento, è stata confrontata la potenza ottenuta mantenendo 134 V e quella che si avrebbe se a ogni intervallo risultasse esattamente quella nel MPP: il risultato è che le curve sono praticamente coincidenti a meno di qualche Watts.

Passando alla condizione 3 invece in cui l'irraggiamento è tenuto costante e invece la temperatura varia a ogni intervallo si ottiene un grafico di potenza come in figura 5.20, considerando sempre una tensione costante di 134 V come in figura 5.14. Come nel caso precedente la potenza varia in funzione dei cambiamenti di temperatura, che però risulta molto più incisiva per quanto riguarda la tensione nel MPP.

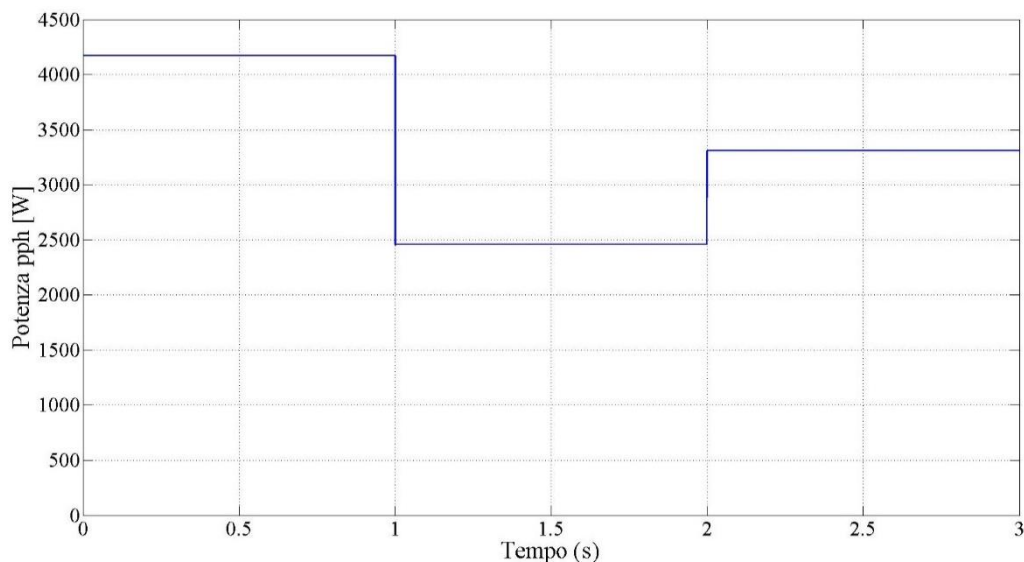


Fig. 5.18 – Grafico della potenza rispetto al tempo nella condizione 2 a una tensione costante di 134 V.

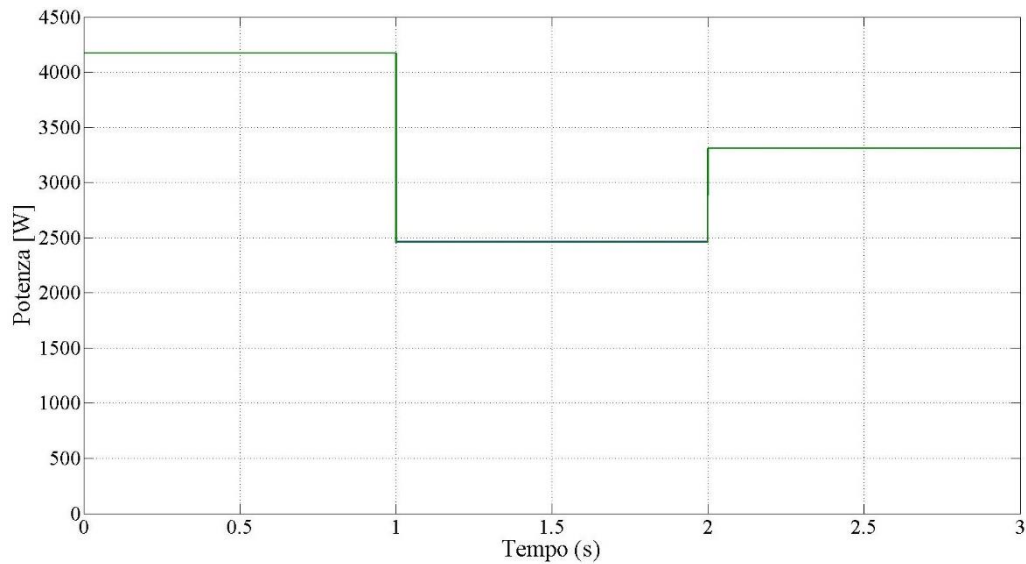


Fig. 5.19 – Grafico delle potenze in funzione del tempo nella condizione 2: linea blu riferita a una tensione nel MPP, mentre la verde a una tensione costante di 134 V.

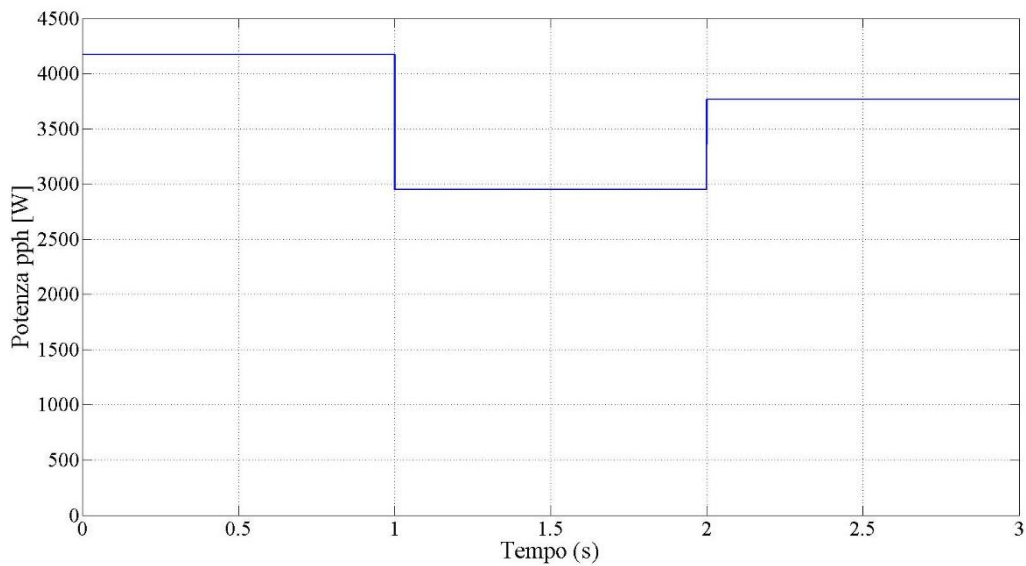


Fig. 5.20 – Grafico della potenza in funzione del tempo a tensione costante di 134 V nella condizione 3.

Il grafico di figura 5.21 infatti dimostra come la perdita di potenza sia considerevole tenendo una tensione costante di 134 V: la differenza fra le due linee, blu e verde, indica la potenza persa a ogni intervallo temporale a causa del mantenimento a una tensione costante di 134 V che non risulta essere quella di MPP a parte nell'intervallo 0-1 s.

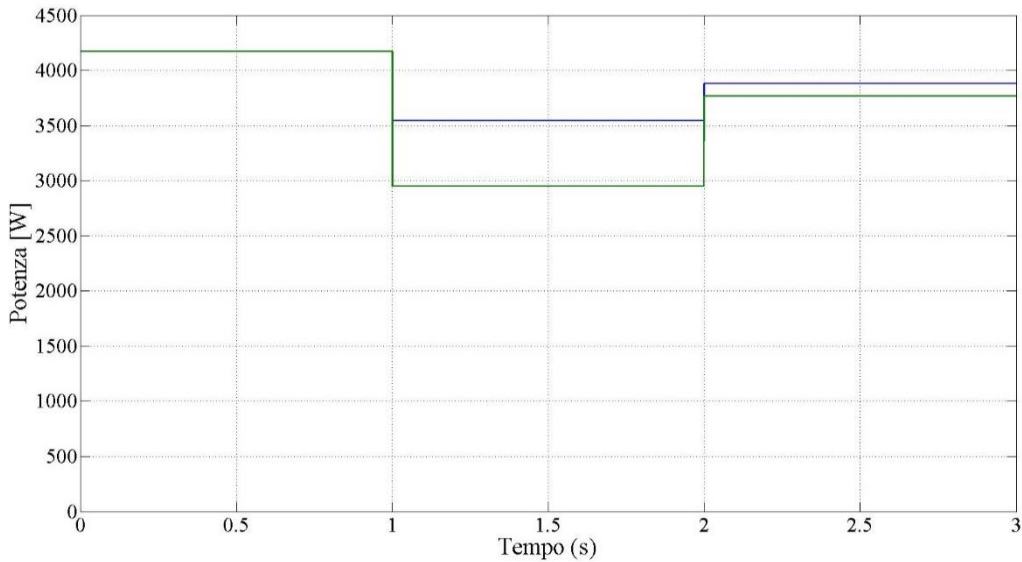


Fig. 5.21 – Grafico delle potenze in funzione del tempo in condizione 3: la linea blu è riferita a una tensione nel MPP a ogni intervallo temporale, la verde costante a 134 V.

La condizione 4 simula cambiamenti contemporanei e lineari di irraggiamento e temperatura: considerando una tensione in funzione del tempo come in figura 5.14, quindi costante, il grafico di potenza rispetto al tempo risulta quello di figura 5.22, molto variabile e influenzato dai cambiamenti di irraggiamento e temperatura.

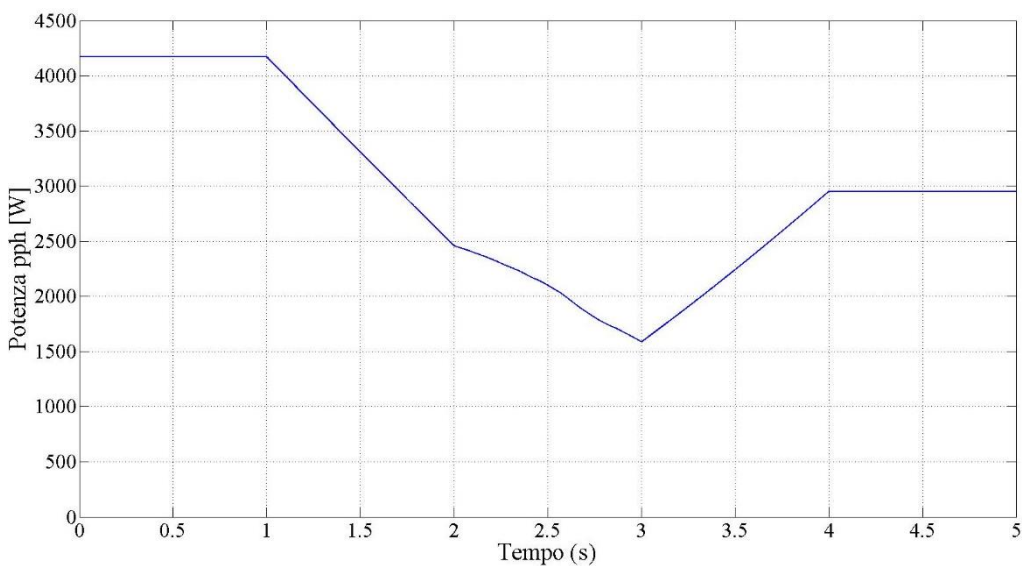


Fig. 5.22 – Grafico della potenza in funzione del tempo nella condizione 4.

Nelle figure 5.12 e 5.13 sono riportati i grafici rispettivamente di temperatura e irraggiamento in funzione del tempo espresso in secondi visto che la simulazione prevede l'utilizzo del dato temporale in secondi quindi per un totale di 86400 secondi.

Il risultato di potenza mantenendo costante la tensione a 134 V è mostrato in figura 5.23.

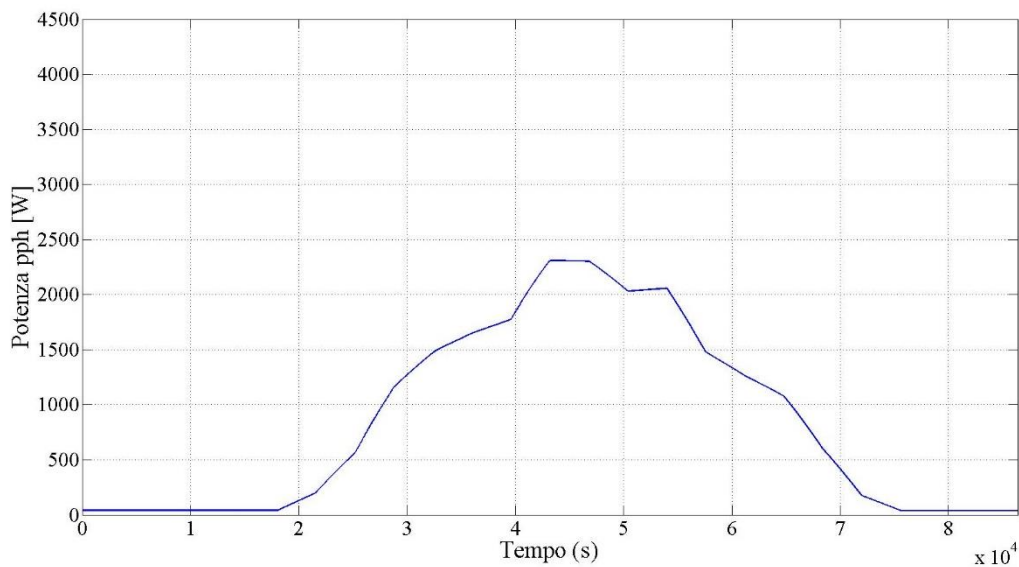


Fig. 5.23 – Grafico della potenza in funzione del tempo a una tensione costante di 134 V nella condizione 5.

5.4 Simulazione dell'impianto con algoritmo P&O

In questa parte di simulazione visto l'utilizzo di un algoritmo MPPT più complesso rispetto a quello precedente si è dovuto variare il modello base di figura 5.3 in quello di figura 5.24 dove al Controlled Voltage Source non è più collegato una costante. La parte a destra infatti si compone di un Triggered Subsystem nel quale vi è l'Embedded MATLAB Function in cui è contenuto l'algoritmo che il modello applica a ogni ciclo. In questo caso il tempo di ciclo dell'algoritmo è fissato a $T_{mppt}=0.1$ secondi tramite il Pulse Generator

collegato al Triggered Subsystem. In entrata a quest'ultimo si hanno due valori: tensione e corrente i quali servono all'algoritmo per calcolare il nuovo valore di tensione in base al ciclo precedente. In uscita si ha il valore di tensione da applicare a cui è aggiunto un valore di partenza qui fissato a 150 V. Il blocco dei pannelli a sinistra è ovviamente uguale a quello precedentemente descritto.

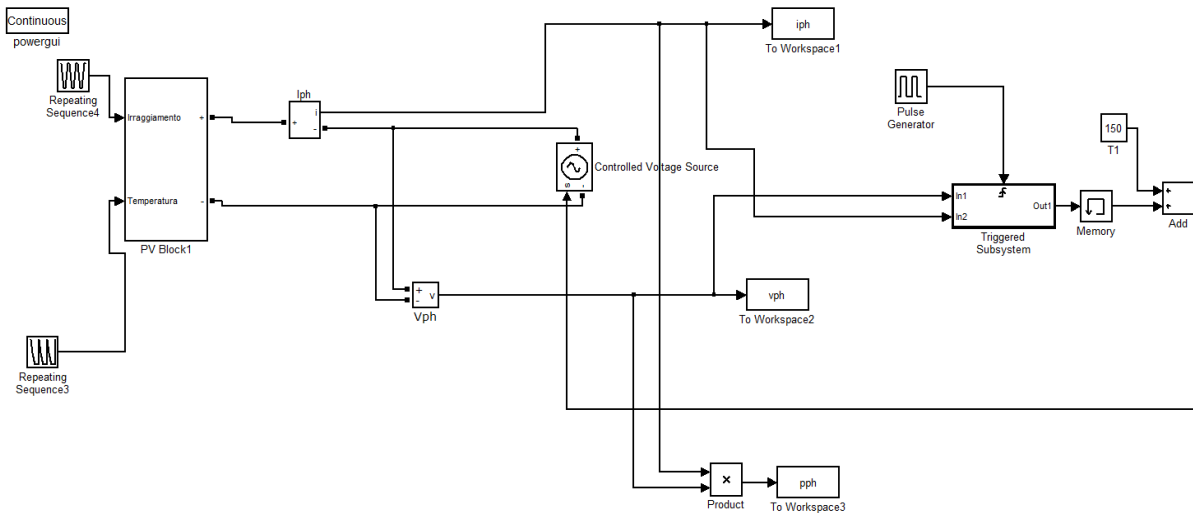


Fig. 5.24 – Schema a blocchi del modello con blocco Trigger.

All'interno del blocco Triggered Subsystem è scritto in linguaggio Matlab l'algoritmo utilizzato. Il primo algoritmo utilizzato è quello del P&O con passo a 1 V.

```
function DVref = fcn(Vpannello, Ipannello)
persistent init;
persistent Pk;
persistent DV;
persistent DVr;
if (isempty(init));
    init=1;
    Pk=4000;
    DV=1;
    DVr=0;
end
P0=Pk;
Pk=Vpannello*Ipannello;
if (Pk<P0)
    DV=-DV;
end
DVr=DVr+DV;
DVref=DVr;
```

Questo algoritmo si basa sul metodo spiegato nel capitolo 4.1 in cui la

variazione di tensione è fissata a 1 V: qui è espressa dalla variabile persistent DV. Visto che l'algoritmo deve partire da uno stato di partenza sono stati prefissati dei valori: P_k ovvero una potenza iniziale da confrontare con quella misurata al primo ciclo di lavoro, DV pari a 1 che però essendo una variabile persistent e non venendo cambiata durante l'esecuzione dell'algoritmo si mantiene sempre pari a 1 V, DVr ovvero la tensione in uscita dall'algoritmo che deve essere applicata al blocco dei pannelli. Come per l'algoritmo a tracciamento a tensione costante anche per questo algoritmo MPPT si simula il comportamento nelle 5 condizioni operative già definite precedentemente.

La prima condizione prevede una situazione di temperatura e irraggiamento costanti e come si può vedere dalla figura 5.25 la curva blu, riferita alla potenza ottenuta applicando il P&O, raggiunge il MPP dopo qualche istante a differenza ovviamente di quello a tensione costante (curva verde) che è già impostato a una tensione ottimale per questa condizione.

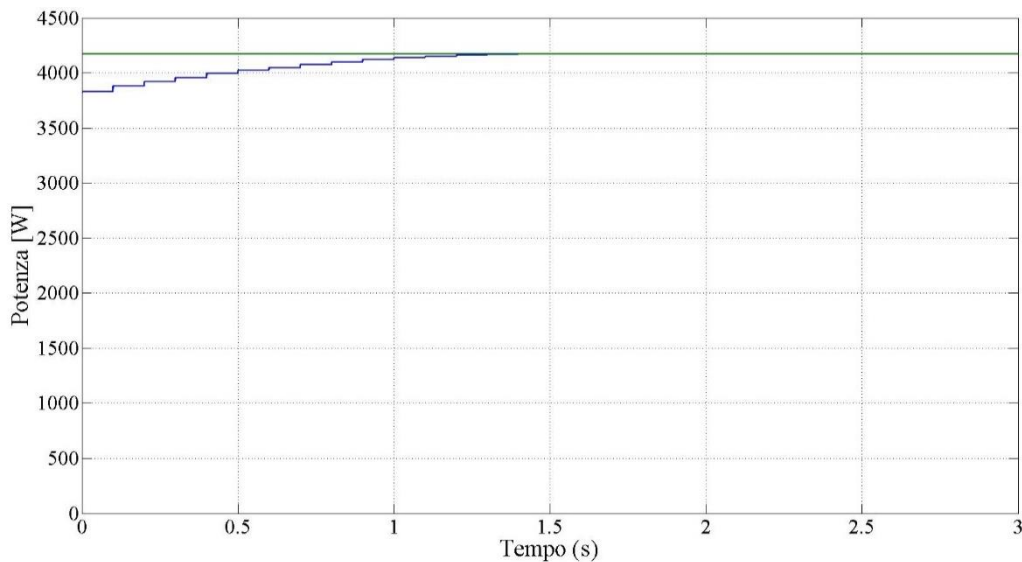


Fig. 5.25 – Grafici di potenza rispetto al tempo nella condizione 1: curva verde per l'algoritmo a tensione costante, curva blu per il P&O.

L'algoritmo P&O come mostra la figura 5.26 raggiunge la tensione di MPP dopo alcuni passi da 1 V per poi oscillare intorno al valore di 134 V ovvero di MPP per questi valori di temperatura e irraggiamento.

Passando alla seconda condizione visto che sono presenti solo

cambiamenti immediati di irraggiamento e non di temperatura, che maggiormente influenza la tensione di MPP, si nota che l'algoritmo a tensione costante pur non ricercando la tensione ottimale ma restando a quella di 134 V risulta poco più efficace dell'algoritmo P&O.

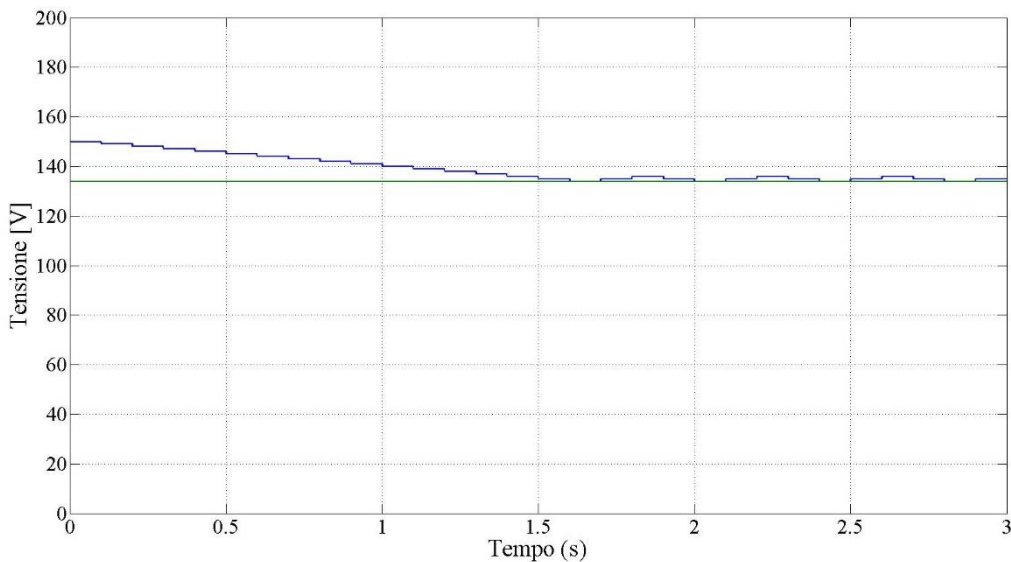


Fig. 5.26 – Grafici della tensione rispetto al tempo in condizione 1: curva verde per l'algoritmo a tensione costante, curva blu per il P&O.

La figura 5.27 infatti mostra come la curva verde sia sempre superiore o uguale a quella blu del P&O visto che al P&O serve più di un secondo per raggiungere per esempio la tensione ottimale nell'intervallo 0-1 secondi.

Nella figura 5.28 si nota che la tensione del P&O cerca di avvicinarsi a quella del MPP che tuttavia non varia molto dal valore di 134 V a cui lavora l'algoritmo a tensione costante. Invece visto che la condizione 3 prevede un irraggiamento costante e cambiamenti immediati di temperatura la tensione di MPP varia maggiormente da quella impostata per l'algoritmo a tensione costante.

Nella figura 5.29 infatti si nota che la potenza ottenuta dai due algoritmi è differente a seconda dell'intervallo temporale che si considera. Da 0-1 secondi si evince che la potenza ottenuta dall'algoritmo a tensione costante è maggiore rispetto a quella ottenuta dall'algoritmo P&O in quanto la tensione di MPP coincide con quella impostata dall'algoritmo a tensione costante mentre

il P&O richiederebbe più di un secondo per raggiungere il MPP.

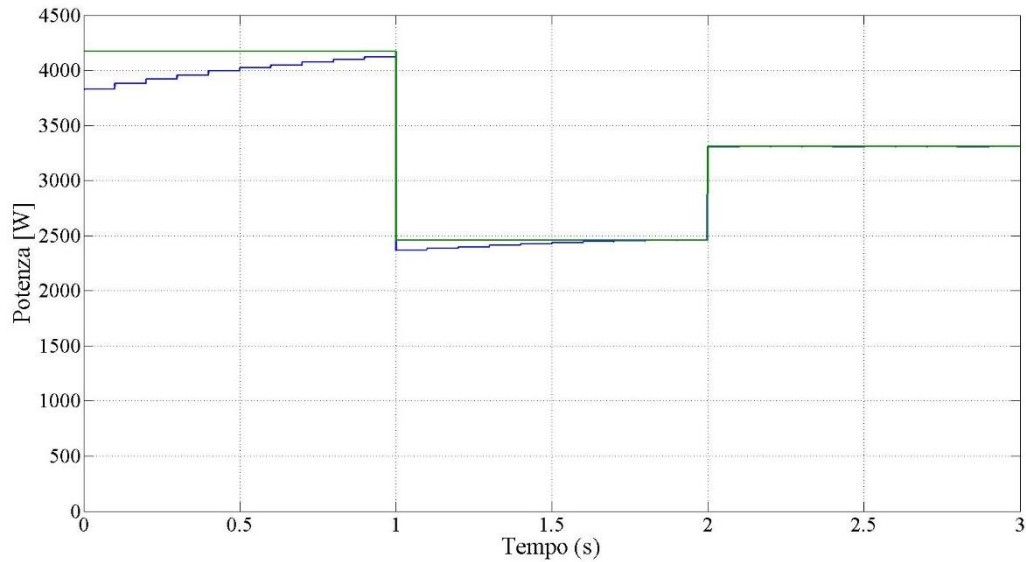


Fig. 5.27 – Grafici della potenza rispetto al tempo nella condizione 2: curva verde per l’algoritmo a tensione costante, curva per il P&O.

Da 1-2 secondi si nota come seppur l’algoritmo a tensione costante sia per la maggior parte superiore come erogazione di potenza, l’algoritmo P&O raggiunge alla fine dell’intervallo una potenza superiore che quindi è diversa da quella ottenuta a 134 V dell’algoritmo a tensione costante.

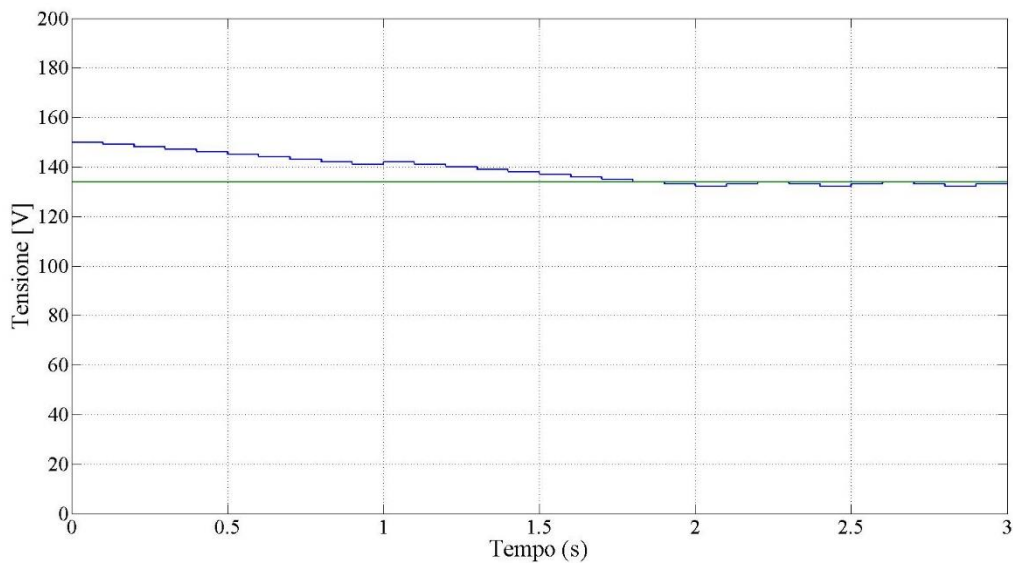


Fig. 5.28 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 2: la curva verde per l’algoritmo a tensione costante, la curva blu per il P&O.

Nell' intervallo 2-3 secondi l'algoritmo P&O riesce a raggiungere fin da subito una potenza superiore rispetto a quella dell'altro algoritmo trovando quindi la tensione ottimale per la nuova situazione di temperatura.

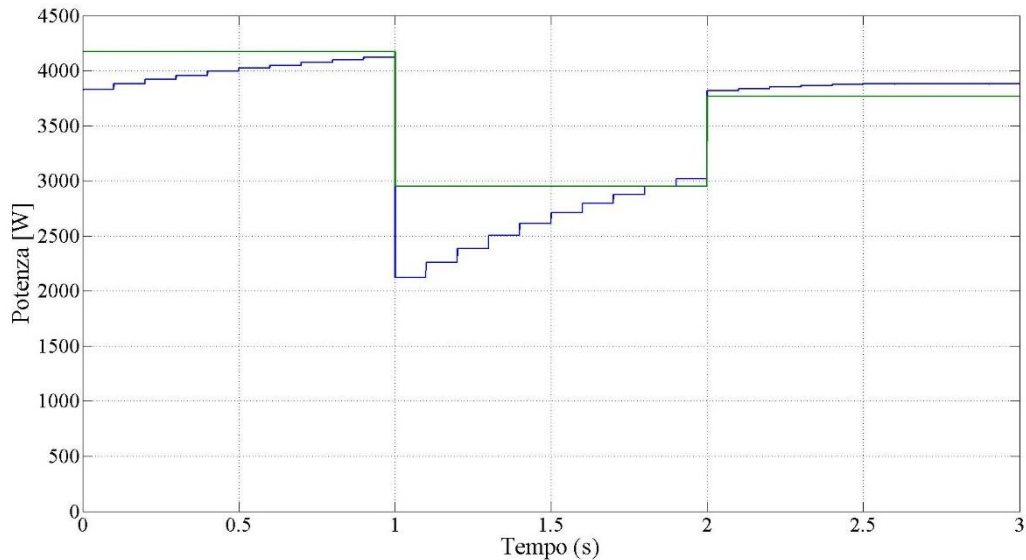


Fig. 5.29 – Grafici della potenza rispetto al tempo nella condizione 3: curva verde per l'algoritmo a tensione costante, curva blu per il P&O.

Nella figura 5.30 si può vedere come l'algoritmo P&O ricerchi una nuova tensione per raggiungere il MPP ad ogni diverso intervallo di tempo con passi di 1 V.

Per la condizione 4 in cui i cambiamenti di temperatura e irraggiamento sono contemporanei e lineari si nota come nella figura 5.31 la potenza ottenuta dall'algoritmo a tensione costante sia quasi sempre superiore a quella dell'algoritmo P&O. Infatti visto che i cambiamenti atmosferici simulati sono molto veloci, ovvero a intervalli di 1 secondo, l'algoritmo P&O non riesce mai ad avvicinarsi al MPP quindi il valore di 134 V dell'algoritmo a tensione costante risulta per la maggior parte del tempo un valore di tensione migliore rispetto a quello ricercato a ogni ciclo dall'algoritmo P&O. Come si nota anche dalla figura 5.32 la tensione non riesce a variare abbastanza in fretta per adattarsi ai cambiamenti di temperatura e irraggiamento.

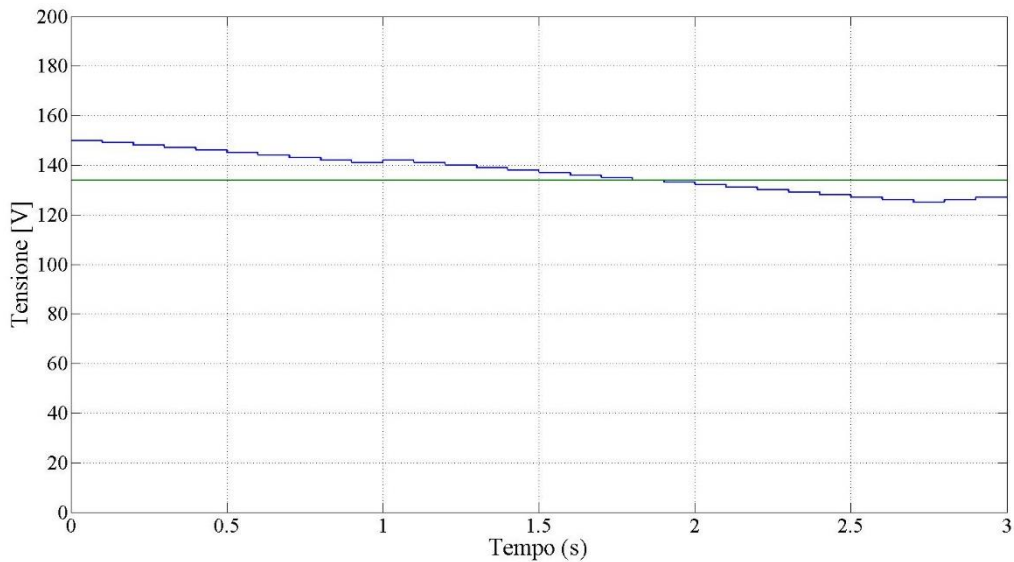


Fig. 5.30 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 3: curva verde per l’algoritmo a tensione costante, curva blu per il P&O.

Solo nella parte finale dove le condizioni si stabilizzano ovviamente l’algoritmo P&O riesce a raggiungere un valore di tensione migliore rispetto al 134 V di quello a tensione costante.

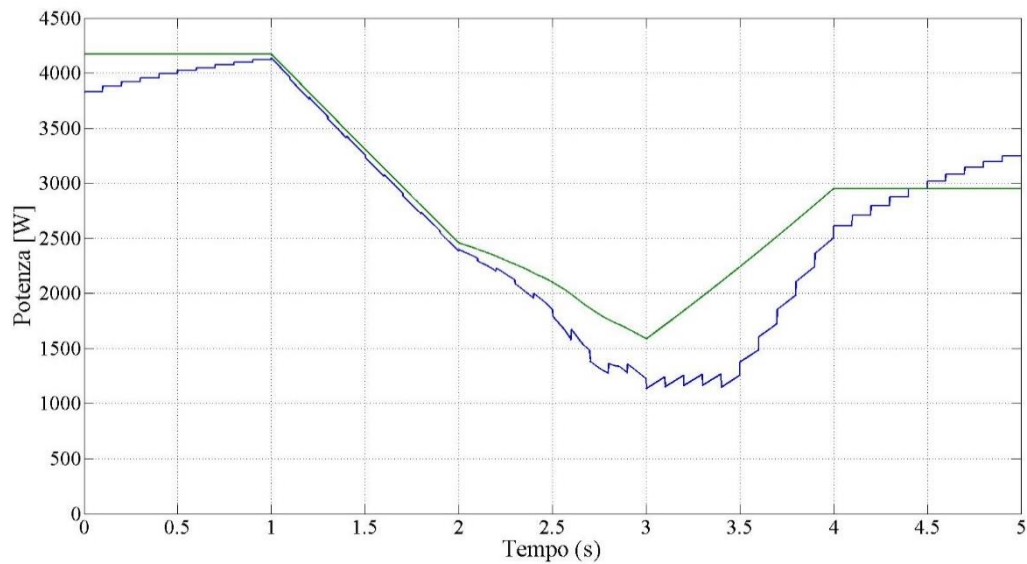


Fig. 5.31 – Grafici potenza rispetto al tempo nella condizione 4: curva verde per l’algoritmo a tensione costante, curva blu per il P&O.

Infine la condizione 5: durante una giornata estiva come può essere quella simulata in questa condizione, l’escursione termica della temperatura

ambiente risulta poco più di 10°C, ma la temperatura dei pannelli varia di oltre 40°C vista la dipendenza dall'irraggiamento. La variazione di temperatura dei pannelli durante la giornata implica che la tensione di MPP cambia notevolmente durante le ore di esposizione al sole e infatti come mostra la figura 5.33 la tensione che l'algoritmo P&O impone ai pannelli risulta in alcuni punti molto variabile e distante da quella fissata dell'algoritmo a tracciamento a tensione costante.

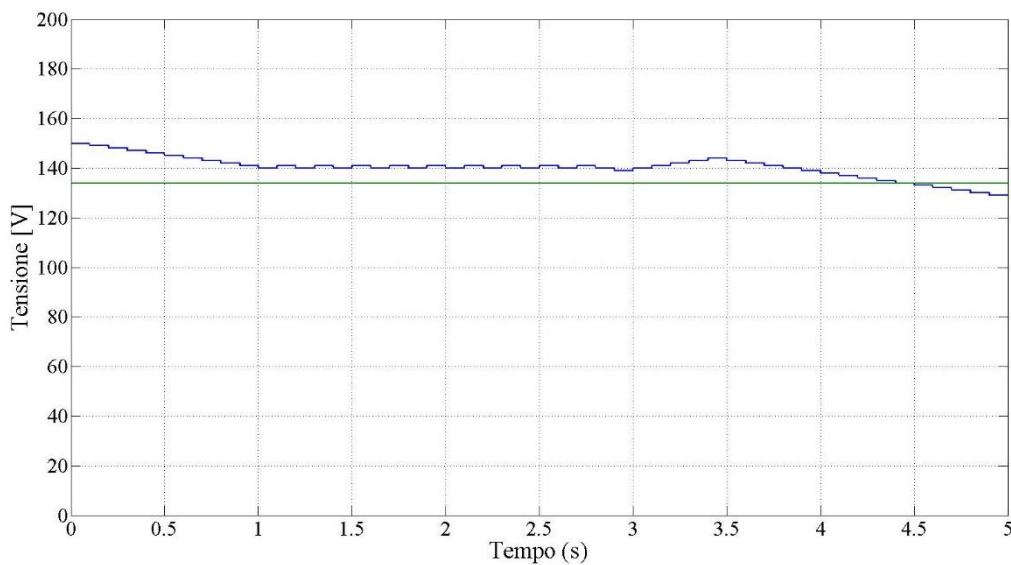


Fig. 5.32 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 4: la curva verde per l'algoritmo a tensione costante, la curva blu per il P&O.

La potenza ricavata dall'algoritmo a tensione costante quindi si discosta di molto da quella ottenuta dall'algoritmo P&O che quindi risulta sempre superiore come si nota in figura 5.34. Solo all'inizio della giornata e alla fine le due curve di potenza si avvicinano in quanto la temperatura è prossima a quella ottimale impostata per l'algoritmo a tracciamento a tensione costante. Integrando le due curve di potenza per le 24 h della simulazione si ottiene l'energia prodotta tramite i due algoritmi: il P&O riesce a ricavare un'energia di 24.60 Kwh mentre quello a tensione costante di 20.54 Kwh quindi la differenza fra le due è considerevole e pari a 4.06 Kwh. Ciò dimostra come l'algoritmo a tensione costante risulti inefficace in condizioni reali visto che non riesce a raggiungere a differenza del P&O una tensione adeguata a ogni

cambiamento di temperatura e irraggiamento.

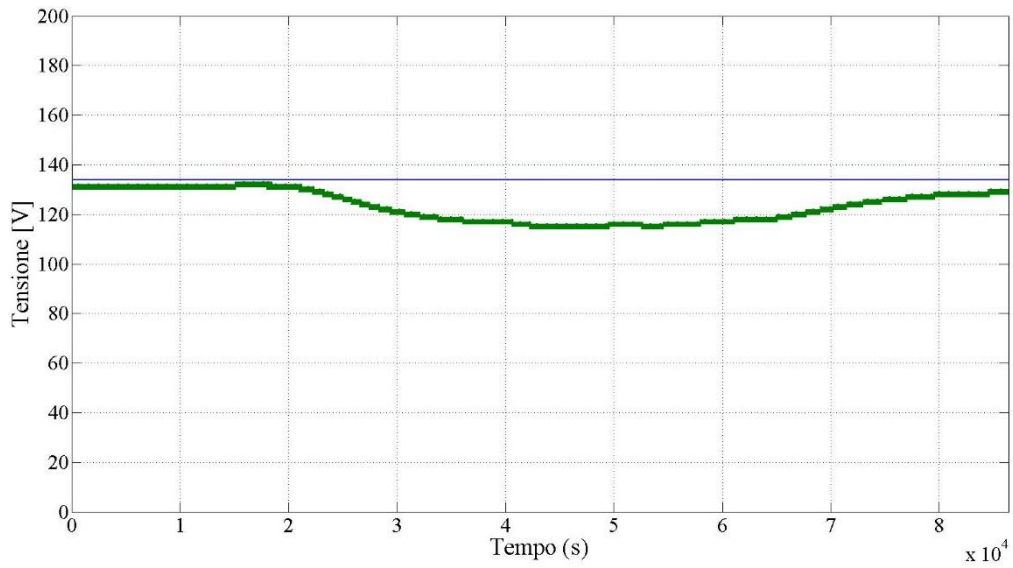


Fig. 5.33 – Grafici della tensione rispetto al tempo in condizione 5: curva blu per l’algoritmo a tensione costante, curva verde per il P&O.

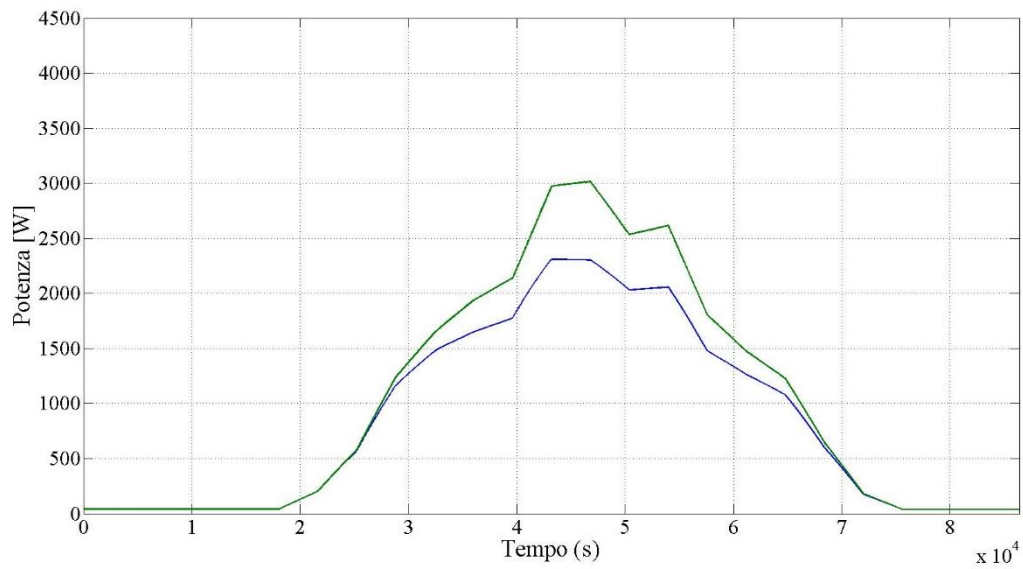


Fig. 5.34 – Grafici della potenza rispetto al tempo nella condizione 5: curva blu per l’algoritmo a tensione costante, curva verde per il P&O.

5.5 *Simulazione dell'impianto con algoritmo MPPT a passo variabile*

Anche in questo caso si fa riferimento al modello presentato in figura 5.24 in cui però si utilizzerà un nuovo algoritmo che va a sostituire nell'embedded MATLAB Function il P&O. Il codice è il seguente.

```
function DVref = fcn(Vpannello, Ipannello)
persistent init;
persistent Pk;
persistent DVr;
persistent DVK;

if (isempty(init));
    init=1;
    Pk=4000;
    DVr=0;
    DVK=1;
end

LimiteMax=NPS*VMPP/2;
LimiteMin=NPS*VMPP/1360;

P0=Pk;
Pk=Vpannello*Ipannello;
Dk=(Pk-P0)/(DVK);

if (Dk>LimiteMax)
    Dk=LimiteMax;
end
if (Dk<-LimiteMax)
    Dk=-LimiteMax;
end

DVK=( (VMS*NPS)/1700)*Dk;

if (DVK>-LimiteMin) && (DVK<0)
    DVK=-LimiteMin;
end
if (DVK>=0) && (DVK<LimiteMin)
    DVK=LimiteMin;
end

DVr=DVr+DVK;
DVref=DVr;
```

L'algoritmo sopra riportato si basa su quello descritto nel capitolo 4.3: ovviamente qui i valori di NPS E VMPP sono stati fissati a 4 e 34 V rispettivamente visto che il sistema è composto da 7 stringhe di 4 pannelli in

serie e ogni pannello in condizione standard ha una tensione nel MPP di 34 V.

Come per l'algoritmo P&O è stato utilizzato un tempo di ciclo $T_{mppt}=0.1$ secondi per tutte e 5 le condizioni operative. Si procede quindi con le 5 condizioni operative utilizzate anche per gli altri due algoritmi.

Partendo dalla prima situazione si nota subito dalla figura 5.35 come la linea blu, riferita alla potenza ottenuta col nuovo algoritmo, raggiunga più in fretta il MPP rispetto al P&O e una volta raggiunto l'oscillazione della potenza stessa è minore rispetto a quella indicata dalla linea verde del P&O come si nota in figura 5.36. Anche osservando la figura 5.37 che si riferisce alla tensione ottenuta dai due algoritmi, si nota che la tensione del grafico blu risulta più variabile nei primi istanti per cercare di raggiungere più in fretta il MPP e una volta arrivato nel punto di massima potenza la variazione di DV è molto inferiore rispetto a quella ottenuta dall'algoritmo P&O come si evince dalla figura 5.38.

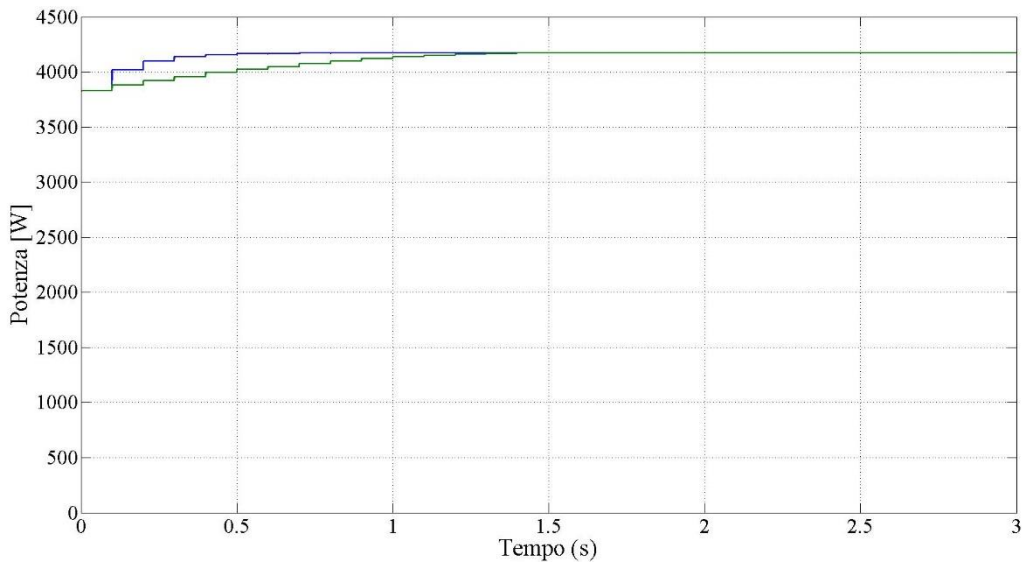


Fig. 5.35 – Grafici della potenza rispetto al tempo nella condizione 1: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

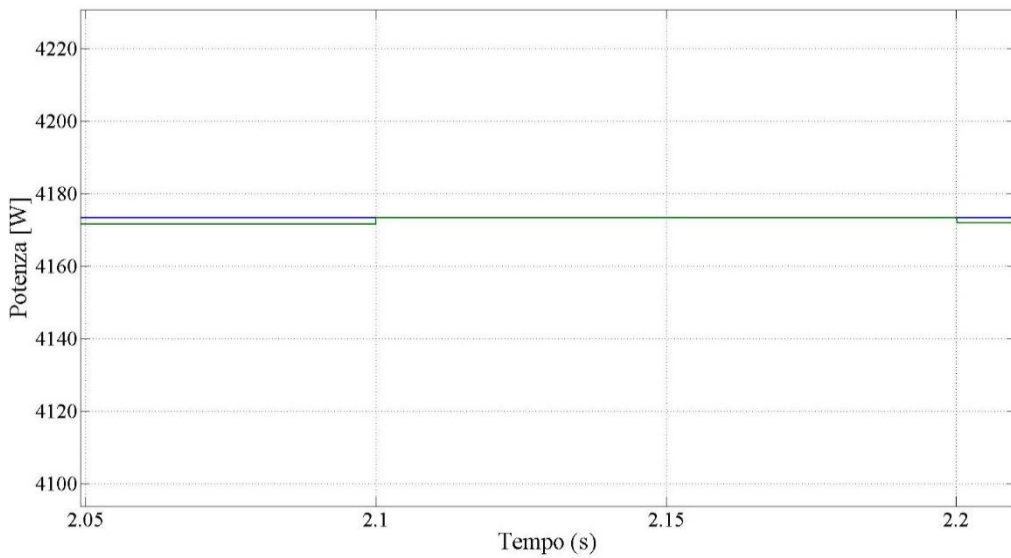


Fig. 5.36 – Grafici ingranditi della potenza rispetto al tempo nella condizione 1: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

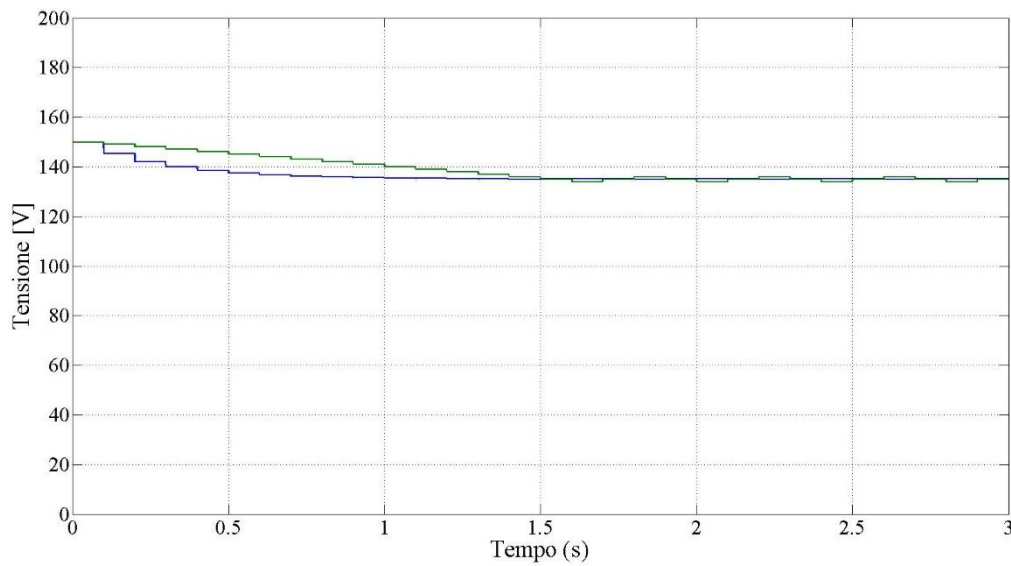


Fig. 5.37 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 1: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

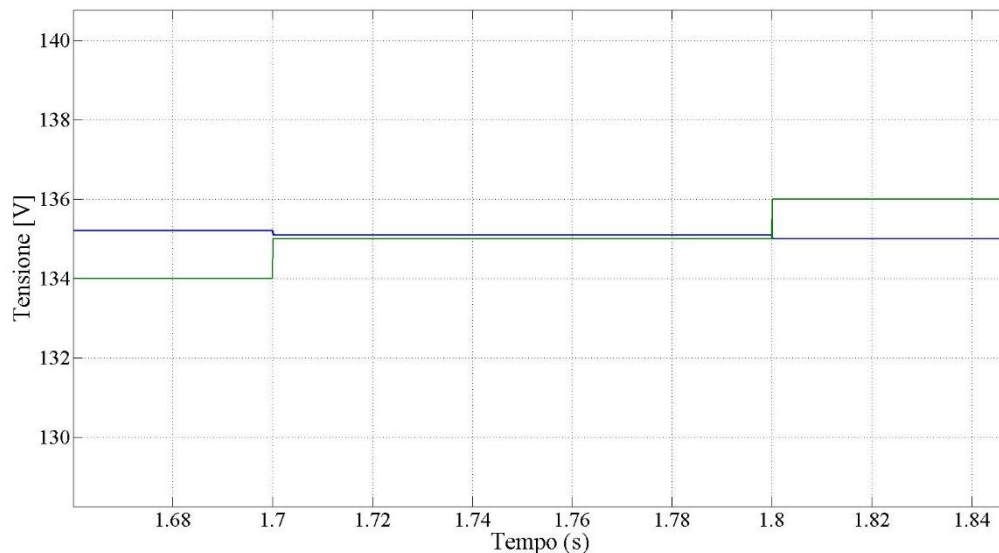


Fig. 5.38 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 1: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

Passando alla seconda condizione, ovvero a temperatura costante e cambiamenti immediati di irraggiamento, si può vedere come in figura 5.39 il grafico blu, riferito alla potenza ricavata col nuovo algoritmo, sia sempre superiore o al massimo uguale a quello verde ottenuto attraverso il P&O. Quindi il nuovo algoritmo risulta decisamente più efficace del P&O e guardando anche la figura 5.40 si può vedere come la tensione una volta raggiunto, a ogni intervallo il nuovo MPP, sia meno variabile rispetto a quella imposta dal P&O.

Invece la condizione 3 prevede che la temperatura sia contraddistinta da variazioni immediate e l'irraggiamento invece rimane costante: in figura 5.41 il risultato di potenza ottenuto dal nuovo algoritmo, visibile dal grafico di colore blu, è nettamente superiore per la maggior parte del tempo. Non solo il nuovo algoritmo a passo variabile raggiunge valori di potenza molto più alti ma anche la tensione come in figura 5.42 risulta molto più stabile e meno oscillante una volta raggiunto il MPP rispetto a quella imposta dal P&O.

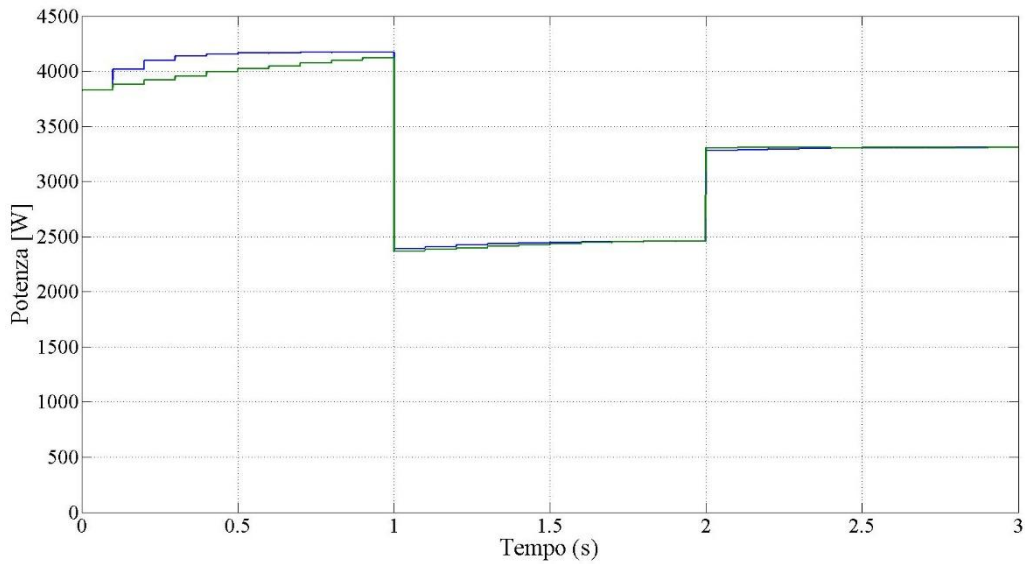


Fig. 5.39 – Grafici della potenza rispetto al tempo nella condizione 2: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

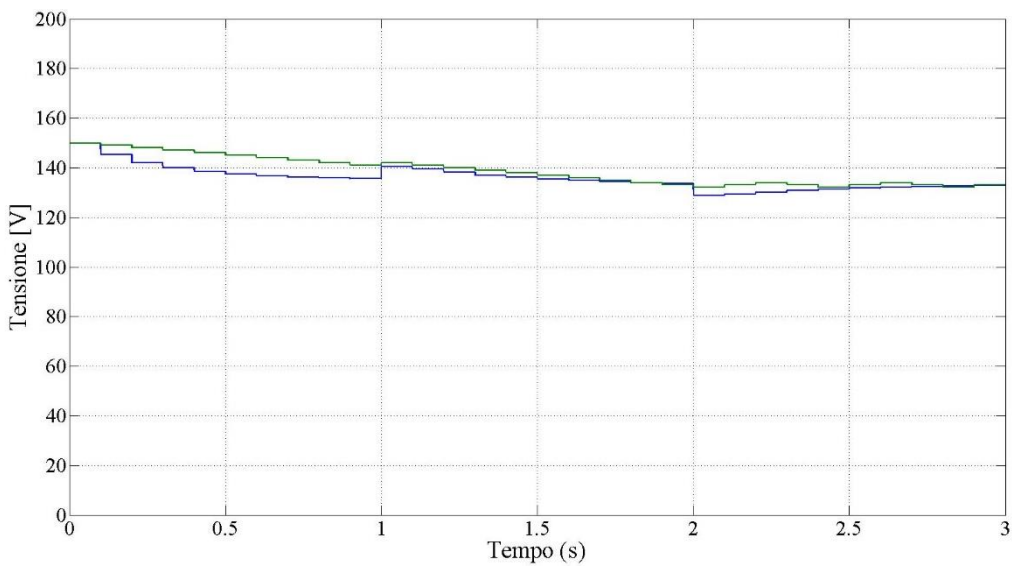


Fig. 5.40 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 2: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

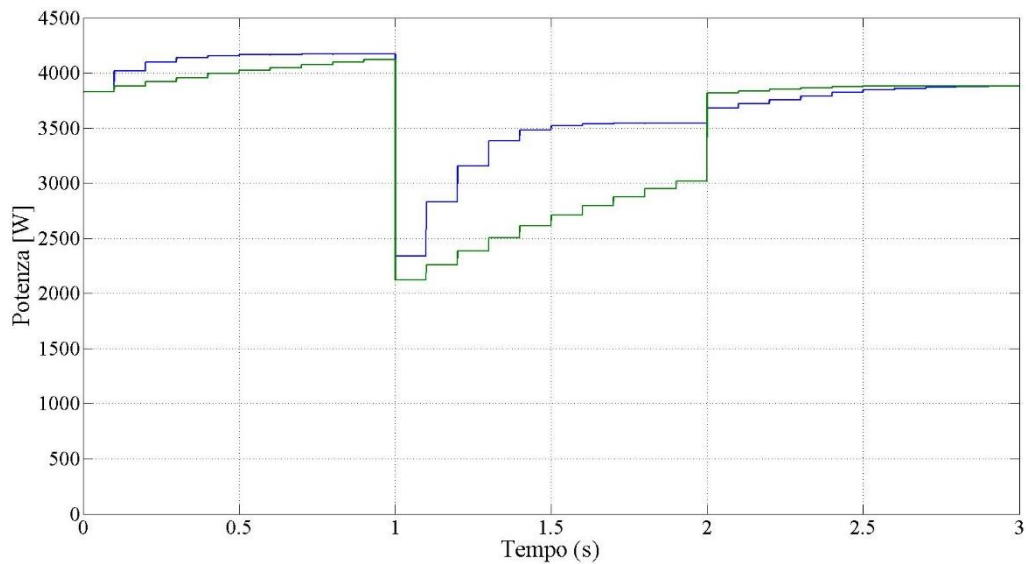


Fig. 5.41 – Grafici della potenza rispetto al tempo nella condizione 3: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

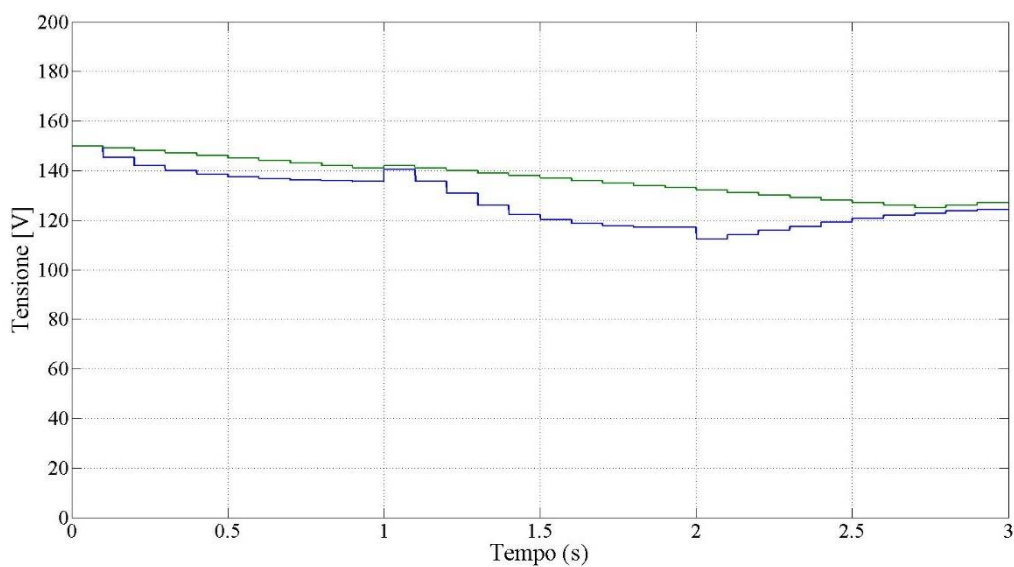


Fig. 5.42 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 3: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

La condizione 4 rispecchia ancora una volta la maggior efficacia del nuovo algoritmo a passo variabile: nella figura 5.43 si nota che la curva blu, ottenuta tramite il nuovo algoritmo a passo variabile, è sempre superiore a quella verde del P&O, inoltre si nota che nell'intervallo 2-4 secondi dove si

hanno forti cambiamenti di temperatura e irraggiamento il P&O non riesce a inseguire in maniera ottimale il MPP a differenza del nuovo algoritmo che risulta più rapido ed efficiente. Nella figura 5.44 la tensione che applica il nuovo algoritmo, ovvero la curva blu, risulta più dinamica ed efficace: nell'intervallo 0.5-1 secondi una volta raggiunto il MPP la curva blu risulta stabile e con un'oscillazione molto più bassa rispetto alla curva verde, inoltre nell'intervallo centrale dove si hanno cambiamenti di irraggiamento e temperatura il DV che applica il nuovo algoritmo è più incisivo e quindi più adatto alle nuove condizioni.

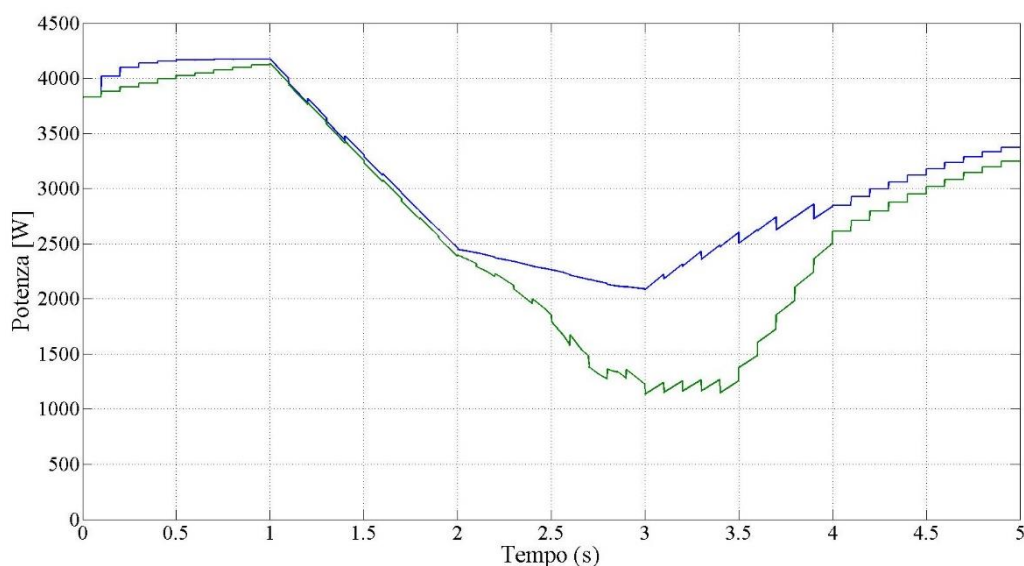


Fig. 5.43 – Grafici della potenza rispetto al tempo nella condizione 4: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

Infine la condizione 5, che si basa su dati reali, mostra in apparenza una uguaglianza fra il comportamento del P&O e quello del nuovo algoritmo come si nota in figura 5.45 dove le due curve sembrano sovrapposte. Tuttavia ingrandendo il risultato di potenza come in figura 5.46 si nota in realtà che la curva blu, riferita al nuovo algoritmo a passo variabile, è molto meno oscillante e resta sempre, seppur di molto poco, superiore alla curva verde del P&O. Nella figura 5.47 i valori di tensione rimangono indistinguibili ma guardando la figura 5.48 si nota come l'oscillazione di tensione del nuovo algoritmo, sia

decisamente inferiore rispetto a quella del P&O che nella figura supera i limiti superiore e inferiore della figura stessa. Per quanto riguarda l'energia prodotta dai due algoritmi nelle 24 h della simulazione si nota che la differenza di energia prodotta è quasi nulla visto che il nuovo algoritmo a passo variabile ricava un energia di 24.61 Kwh rispetto ai 24.60 Kwh del P&O. I dati di temperatura forniti dall'ARPA sono orari e la variazione di temperatura nelle 24h risulta molto lineare e senza grosse oscillazioni. In questo caso quindi il metodo P&O risulta più che adatto a svolgere la funzione di MPPT e il nuovo algoritmo, viste le condizioni operative così definite, ottiene un risultato scarsamente migliore.

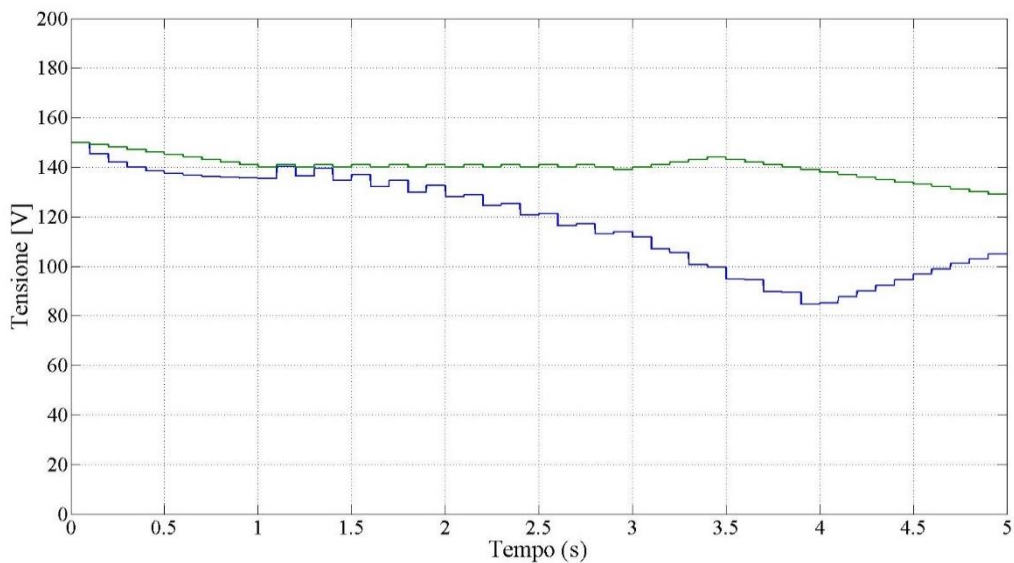


Fig. 5.44 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 4: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

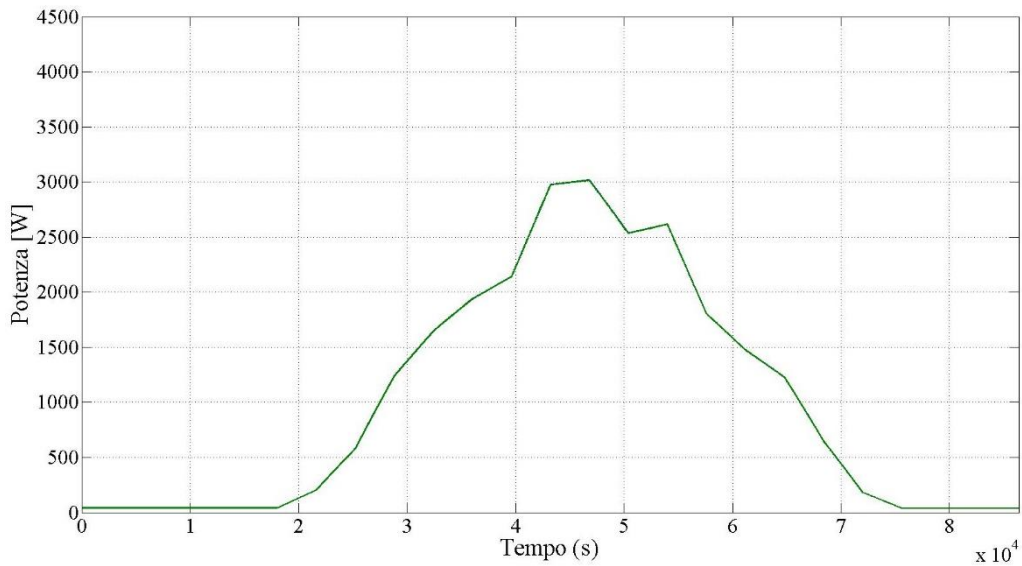


Fig. 5.45 – Grafici della potenza rispetto al tempo nella condizione 5: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O, seppur indistinguibili.

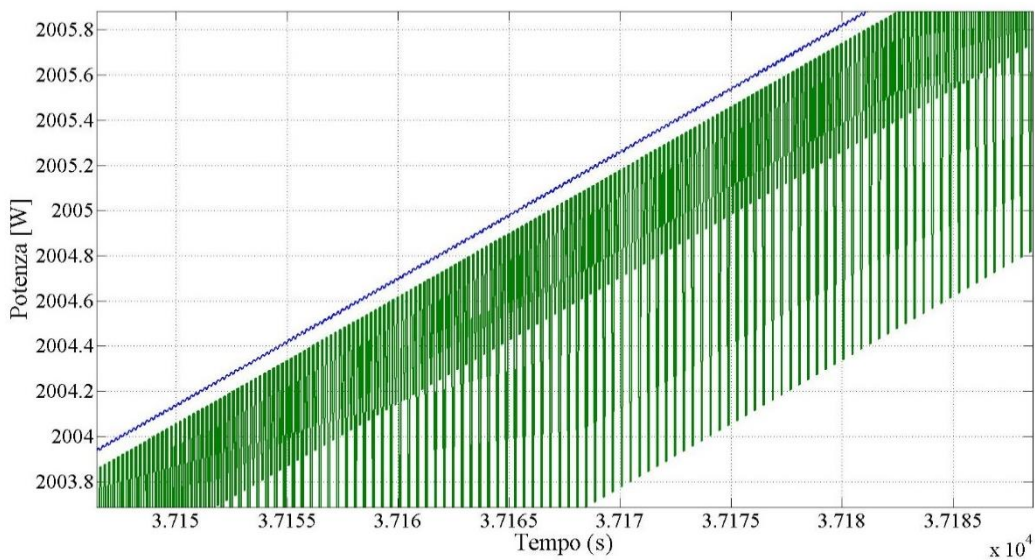


Fig. 5.46 – Grafici ingranditi della potenza rispetto al tempo nella condizione 5: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

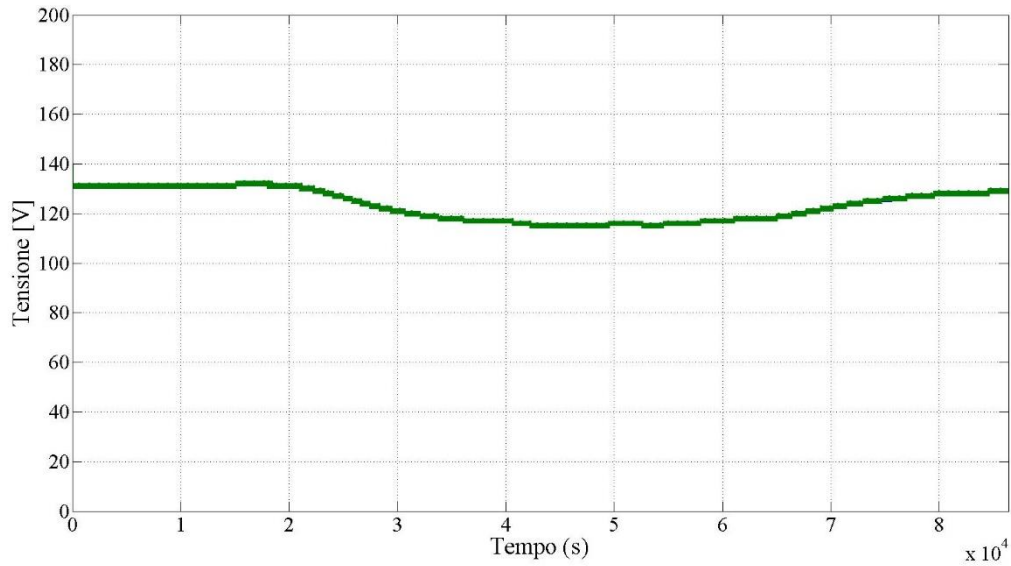


Fig. 5.47 – Grafici della tensione rispetto al tempo nella condizione 5: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O, seppur indistinguibili.

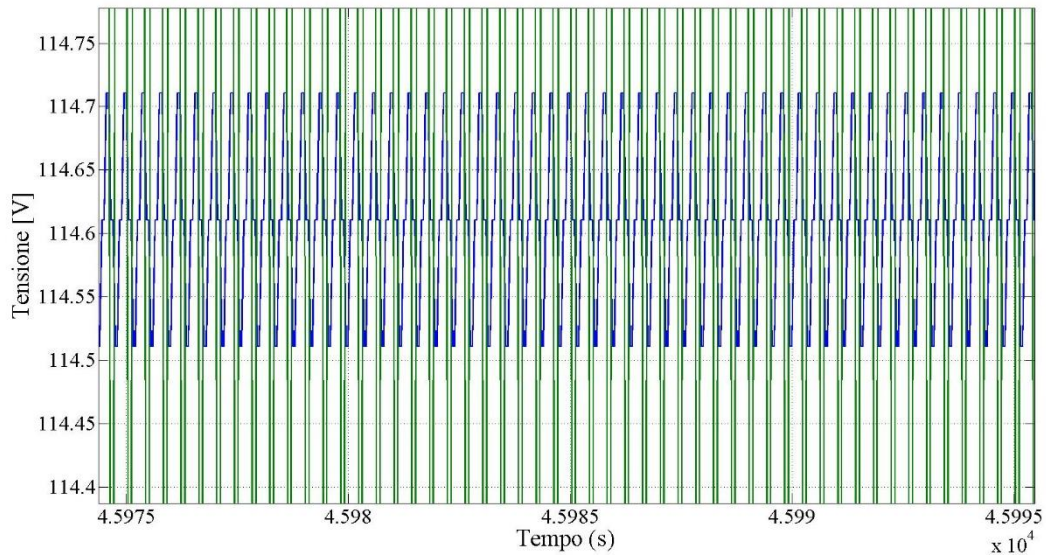


Fig. 5.48 – Grafici ingranditi della tensione rispetto al tempo nella condizione 5: la curva blu si riferisce al nuovo algoritmo a passo variabile, la curva verde al P&O.

CONCLUSIONE

In questo testo è stato presentato un insieme di algoritmi MPPT ognuno dei quali caratterizzati dai propri vantaggi e svantaggi: il Perturba & Osserva con le due varianti, il metodo della conduttanza incrementale, il controllo tramite Fuzzy Logic, il tracciamento a tensione costante e il metodo della tensione a circuito aperto. Tra questi si distingue il più semplice ovvero quello a tracciamento a tensione costante, il Perturba & Osserva che è uno degli algoritmi più utilizzati e il nuovo algoritmo a passo variabile creato per cercare di migliorare il precedente algoritmo. Per la simulazione, attraverso l'uso di Simulink, si è creato un sistema che potesse riprodurre in maniera più realistica possibile qualsiasi tipo di cambiamento di irraggiamento e temperatura fissando qualsiasi numero di pannelli in serie e numero di stringhe. Su questo modello poi sono stati applicati i diversi algoritmi sopra citati. Come previsto il sistema ha risposto in maniera fedele alla teoria pur partendo da dati sperimentali contenuti nei blocchi delle caratteristiche I-V di due condizioni di temperatura diverse e stesso irraggiamento. Una volta testato il sistema di pannelli si è passati ad applicargli i vari algoritmi: il primo a tensione costante risulta un metodo economico ma di efficacia minore rispetto agli altri due algoritmi soprattutto se la temperatura si allontana da quella standard. Il secondo ovvero il P&O risulta un metodo abbastanza efficace ma relativamente lento nel raggiungere il MPP soprattutto in casi di veloci cambi di temperatura e/o irraggiamento. Ovviamente il P&O presenta notevoli vantaggi nel raggiungere più o meno velocemente il MPP rispetto all'algoritmo a tensione costante che non riuscirà mai a raggiungere esattamente il MPP a meno di non trovarsi nelle condizioni standard a cui la tensione è impostata. Infine il nuovo algoritmo a passo variabile si è dimostrato il più rapido ed efficace fra tutti nelle prime 4 condizioni: in tutte le simulazioni il grafico di potenza è risultato superiore a quello del P&O. Per diversi aspetti infatti l'algoritmo a passo variabile risulta di gran lunga migliore rispetto al P&O e dell'algoritmo a tracciamento a tensione costante. Innanzi tutto rispetto a quello a tensione costante il nuovo algoritmo riesce sempre e velocemente a raggiungere il MPP

in ogni situazione di temperatura e irraggiamento, inoltre a differenza del P&O ogni cambiamento di condizione atmosferica è contraddistinto da una dinamica molto più alta che lo rende più veloce nel raggiungere il MPP. Il nuovo algoritmo, una volta raggiunto il MPP, varia di pochi decimi di Volt a differenza del P&O che continua a variare di 1 V la tensione provocando più o meno forti oscillazioni nella potenza erogata. Infine il nuovo algoritmo a differenza del P&O si adatta a ogni tipo di impianto con caratteristiche diverse variando lo step di tensione in funzione della tensione di lavoro di ogni pannello, del numero dei pannelli in serie, del numero di stringhe e del coefficiente angolare della curva di potenza. Per quanto riguarda l'ultima condizione, ovvero quella basata su dati reali forniti dall'ARPA LOMBARDIA, il P&O e il nuovo algoritmo a passo variabile sono sicuramente molto migliori di quello a tracciamento a tensione costante come dimostrano i risultati di energia prodotta: 4.06 Kwh e 4.07 Kwh prodotti in più a favore rispettivamente del P&O e del nuovo algoritmo a passo variabile. Tuttavia la differenza di energia prodotta fra il P&O e il nuovo algoritmo a passo variabile risulta molto bassa e di pochissimo a favore del nuovo algoritmo: i dati di temperatura infatti essendo orari risultano molto lineari e poco variabili rispetto a un tempo di ciclo di 0.1 secondi. Il P&O quindi riesce a raggiungere buoni risultati seppur con oscillazioni di tensione più ampie rispetto all'algoritmo a passo variabile. Concludendo il Perturba & Osserva, pur essendo un algoritmo MPPT economico e semplice, si è dimostrato un metodo efficiente in una condizione reale così simulata.

BIBLIOGRAFIA

- Appunti del corso di *Azionamenti elettrici*.
- ARPA Lombardia, Settore Suolo, Risorse Idriche e Meteorologia, U.O. Servizio Meteorologico Regionale.
- [Articolo] Roberto Faranda, Sonia Leva, *Energy comparison of MPPT techniques for PV Systems*, WSEAS transactions on power systems.
- [Articolo] Xin Wang, Aiguo Patrick Hu, *An improved maximum power point tracking algorithm for photovoltaic systems*, Australasian universities power engineering conference (AUPEC).
- [Articolo] Mei Shan Ngan, Chee Wei Tan, *A study of maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems*, IEEE applied power electronics colloquium (IAPEC).
- [Articolo] Mohamed Azab, *A new maximum power point tracking for photovoltaic systems*, International journal of electrical and electronics engineering.
- [Articolo] Mohamed Alqarni, Mohamed K Darwish, *Maximum power point tracking for photovoltaic system: modified Perturb and Observe algorithm*.
- [Articolo] S. Jain, V. Agarwal, *Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems*, IET electronics power applied.
- [Articolo] Bidyadhar Subudhi, Raseswari Pradhan, *A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems*, IEEE transactions on sustainable energy.
- [Articolo] M. Petkov, D. Markova, St. Platikanov, *Modeling of electrical characteristics of photovoltaic power supply sources*, Contemporary Materials (Renewable energy sources).
- [Articolo] Mikihiro Matsui, Tatsuya Kitano, De-hong Xu, Zhong-qing Yang, *A new maximum power point tracking control scheme based on power equilibrium at DC Link*.
- [Articolo] W.J.A. Teulings, J.C. Marpinard, A. Capel, D. O'Sullivan, *A new maximum power point tracking system*.

- [Articolo] Rosa A. Mastromauro, Marco Liserre, Antonio Dell'Aquila, *Control issues in single-stage photovoltaic systems: MPPT, current and voltage control*, IEEE transactions on industrial informatics.
- [Articolo] I.H. Altas, A.M. Sharaf, *A novel on-line MPP search algorithm for PV arrays*, IEEE Transactions on energy conversion.
- [Articolo] Weidong Xiao, Ammar Elnosh, Vinod Khadkikar, Hatem Zeineldin, *Overview of maximum power point tracking technologies for photovoltaic power systems*, IEEE electric power engineering program.
- [Articolo] Ali Nasr Allah Ali, Mohamed H. Saied, M.Z. Mostafa, T.M. Abdel-Moneim, *A survey of maximum PPT techniques of PV systems*.
- [Articolo] Trishan ESRAM, Patrick L. Chapman, *Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques*, IEEE Transactions on energy conversion.
- [Articolo] Joe-Air Jiang, Tsong-Liang Huang, Ying-Tung Hsiao, Chia-Hong Chen, *Maximum power point tracking for photovoltaic power systems*, Tamkang journal of science and engineering.