POLITECNICO DI TORINO

Ingegneria Elettrica



Tesi magistrale

Strategie di inseguimento del punto di massima potenza per sistemi fotovoltaici

Relatori

Prof. Iustin Radu BOJOI

Prof. Filippo SPERTINO

Dott. Fabio MANDRILE

Dott.ssa Angela AMATO

Candidato

Vincenzo CAVALLO

30 Novembre 2021

A nonno.

Ringraziamenti

Voglio ringraziare innanzitutto il mio relatore, il Professor Bojoi, ed i miei correlatori, il Professor Spertino, il Dottor Mandrile e la Dottoressa Amato, per la loro professionalità e i loro consigli sempre utilissimi in questi mesi di lavoro sulla tesi.

Voglio anche ringraziare i miei genitori, i miei fratelli ed, in generale, la mia famiglia. Inoltre è doveroso ringraziare tutti i miei amici ed i miei colleghi per avermi sempre sostenuto, aiutato ed avermi reso più piacevole il percorso universitario. Questo mio traguardo non sarebbe stato possibile senza tutti loro.

Vincenzo.

Sommario

Questa tesi tratta dello studio di metodi di Maximum Power Point Tracking (MPPT) applicati a sistemi fotovoltaici (PV). Dopo aver studiato i metodi di Perturb and Observe (P&O) e Incremental Conductance (INC), questi sono stati implementati su un modello PLECS di generatore PV connesso alla rete. I risultati ottenuti su PLECS sono poi stati validati sperimentalmente, mediante l'utilizzo di un convertitore e un simulatore PV. I metodi sono stati testati e confrontati eseguendo delle prove di transitorio di avviamento, di risposta al gradino di irradianza e di temperatura e prove a regime, per valutare l'efficienza degli algoritmi implementati nell'inseguire il punto di massima potenza.

Indice

\mathbf{El}	enco	delle tabelle	VII
\mathbf{El}	enco	delle figure	VIII
1	Intr	oduzione	1
	1.1	Fotovoltaico	2
	1.2	Funzionamento cella solare	3
		1.2.1 Circuito equivalente, curve I-V e P-V	5
		1.2.2 Perdite della cella PV	8
	1.3	Obbiettivi della tesi: tecniche MPPT	10
2	Sche	ema di conversione	11
	2.1	Impianto considerato	11
	2.2	Convertitore lato rete	14
		2.2.1 Filtro LCL	14
	2.3	Controllo corrente inverter	15
		2.3.1 Regolazione di tensione di rete: curve capability	16
		2.3.2 PLL	17
		2.3.3 SOGI	22
		2.3.4 Controllo di corrente dell'inverter	22
	2.4	Controllo DC-Link	27
	2.5	Controllo del DC/DC	31
		2.5.1 Taratura dei regolatori	
	2.6	Modello del PV	34
		2.6.1 Creazione LUT e modello MIT	
	2.7	Schema complessivo impianto	38
3	Tecı	niche MPPT	40
	3.1	Test sulle simulazioni	42
	3.2	Riferimento di tensione costante	
	3.3	Perturb and Observe	47

		3.3.1 P&O modificato	50
		3.3.2 P&O a passo variabile	51
	3.4	Incremental Conductance	54
		3.4.1 INC a passo variabile	56
	3.5	Prove di efficienza	58
	3.6	Risultati simulazioni PLECS	61
4	Vali	idazione sperimentale	64
	4.1	Set-up sperimentale	64
		4.1.1 Blocchi dell'impianto reale	66
		4.1.2 Simulatore PV	67
	4.2	Test effettuati	71
	4.3	Finestra di media mobile	73
	4.4	Risultati	75
	1.1	4.4.1 Transitorio iniziale	75
		4.4.2 Gradino di irradianza	80
		4.4.3 Gradino di Temperatura	85
	4.5	Parametri degli algoritmi	90
	1.0	4.5.1 Parametro N	90
		4.5.2 Parametro f_{LPF}	92
	4.6	Risultati efficienza	95
	4.0	Tubuluan chiciciza	90
5			
5		nclusioni	97
5	Con		
	Con	nclusioni sformazione sistema di riferimento	97
A	Con	nclusioni sformazione sistema di riferimento lici	97 99
A	Con Tras	sformazione sistema di riferimento lici Controllo	97 99 103 103
A	Con Tras	sformazione sistema di riferimento lici Controllo	97 99 103 103 103
A	Con Tras	sformazione sistema di riferimento lici Controllo	97 99 103 103 103 104
A	Con Tras	sformazione sistema di riferimento lici Controllo	97 99 103 103 103 104 104
A	Con Tras	clusioni sformazione sistema di riferimento lici Controllo B.1.1 ERROR State B.1.2 PRECHARGE State B.1.3 SYNC State B.1.4 READY State	97 99 103 103 103 104 104 105
A	Con Tras	clusioni sformazione sistema di riferimento lici Controllo	97 99 103 103 104 104 105 105
A	Con Tras Cod B.1	sformazione sistema di riferimento lici Controllo B.1.1 ERROR State B.1.2 PRECHARGE State B.1.3 SYNC State B.1.4 READY State B.1.5 START State Codici P&O	97 99 103 103 103 104 104 105 105 108
A	Con Tras Cod B.1	sformazione sistema di riferimento lici Controllo B.1.1 ERROR State B.1.2 PRECHARGE State B.1.3 SYNC State B.1.4 READY State B.1.5 START State Codici P&O	97 99 103 103 104 104 105 105 108
A	Con Tras Cod B.1	sformazione sistema di riferimento lici Controllo B.1.1 ERROR State B.1.2 PRECHARGE State B.1.3 SYNC State B.1.4 READY State B.1.5 START State Codici P&O B.2.1 P&O convenzionale B.2.2 P&O modificato	97 99 103 103 104 104 105 105 108 108
A	Con Tras Cod B.1	sformazione sistema di riferimento lici Controllo B.1.1 ERROR State B.1.2 PRECHARGE State B.1.3 SYNC State B.1.4 READY State B.1.5 START State Codici P&O B.2.1 P&O convenzionale B.2.2 P&O modificato Codici INC	97 99 103 103 104 104 105 108 108 109 110
A	Con Tras Cod B.1	sformazione sistema di riferimento lici Controllo B.1.1 ERROR State B.1.2 PRECHARGE State B.1.3 SYNC State B.1.4 READY State B.1.5 START State Codici P&O B.2.1 P&O convenzionale B.2.2 P&O modificato Codici INC	97 99 103 103 104 104 105 105 108 109 110

Elenco delle tabelle

2.1	Dati impianto	13
2.2	Taratura regolatore anello PLL	21
2.3	Taratura regolatore anello di corrente	25
2.4	Taratura regolatore anello di tensione	29
2.5	Taratura regolatore anello di corrente Boost	33
3.1	Specifiche del generatore simulato	44
3.2	Efficienza MPPT su andamento giornaliero	62
3.3	Efficienza MPPT su andamento giornaliero	63
4.1	Specifiche del generatore simulato	70
4.2	Efficienza Statica MPPT per alta e bassa irradianza.	95

Elenco delle figure

1.1	Generazione elettrica divisa per fonte energetica [4]
1.2	Schema generale di cella PV[6]
1.3	Circuito equivalente cella con R_S
1.4	Esempio di curve I-V di moduli PV sul mercato[7]
1.5	Esempio di curve P-V di moduli PV sul mercato[8]
2.1	Impianto
2.2	Equivalente monofase filtro LCL
2.3	Sistemi di riferimento
2.4	Controllo corrente schema PLECS
2.5	Curve di capability di (a) P-Q e (b) V-Q
2.6	Schema PLL
2.7	Schema PLL PLECS
2.8	PLL nel dominio di Laplace
2.9	Diagramma di Bode anello PLL
2.10	22
2.11	Controllo inverter lato rete
2.12	Schema PLECS del controllo di corrente di inverter
2.13	Controllo corrente inverter nel dominio di Laplace
2.14	Diagramma di Bode controllo corrente inverter
2.15	Controllo in cascata dell'inverter
2.16	Controllo tensione DC-Link
2.17	Diagramma di Bode controllo tensione
2.18	Schema PLECS controllo tensione DC-Link
2.19	Convertitore DC/DC con struttura Boost
2.20	Schema a blocchi nel dominio di Laplace del controllo del convertitore
	Boost
2.21	Controllo di tensione del Boost
2.22	Modello di generatore PV su PLECS
	Disposizione dei pannelli nel generatore PV
2.24	Curve I-V ottenute con modello MIT

Impianto completo e controlli	38
Schema PLECS impianto completo	39
Controllo in cascata lato DC con tecnica MPPT	41
LUT 1-D	42
Andamento giornaliero di irradianza, giorno di Agosto (Rosolini (SR)).	43
Flow-chart algoritmo Perturb and Observe	48
Curva P-V, applicazione Perturb and Observe.	49
	49
Flowchart P&O modificato	51
P&O a passo variabile	52
Flow-chart algoritmo Incremental conductance	55
Curva P-V, applicazione Incremental Conductance	56
Flow-chart INC a passo variabile	57
Andamenti di irradianza per misure di efficienza dinamica [19]	59
Potenze per algoritmi a passo fisso e con riferimento costante di	
tensione	61
Potenze per algoritmi a passo variabile	63
Schema impianto di validazione	65
Regatron	66
Filtro LCL e blocco di conversione elettronica	66
Chiller	67
	67
Interfaccia Web del simulatore PV	68
Esempio di gradino di irradianza imposto.	72
	72
	75
	76
	77
<u> </u>	
	78
	79
	19
	79
<u>-</u>	19
	80
	00
costante e algoritmi a passo fisso.	81
	Schema PLECS impianto completo. Controllo in cascata lato DC con tecnica MPPT. LUT 1-D. Andamento giornaliero di irradianza, giorno di Agosto (Rosolini (SR)). Flow-chart algoritmo Perturb and Observe. Curva P-V, applicazione Perturb and Observe. Esempio di P&O con e senza tensione iniziale imposta 0.8 · Voc. Flowchart P&O modificato. P&O a passo variabile. Flow-chart algoritmo Incremental conductance. Curva P-V, applicazione Incremental Conductance. Curva P-V, applicazione Incremental Conductance. Flow-chart INC a passo variabile. Andamenti di irradianza per misure di efficienza dinamica [19]. Potenze per algoritmi a passo fisso e con riferimento costante di tensione. Potenze per algoritmi a passo variabile. Schema impianto di validazione. Regatron. Filtro LCL e blocco di conversione elettronica. Chiller. Simulatore PV. Interfaccia Web del simulatore PV. Esempio di gradino di irradianza imposto. Esempio di gradino di temperatura. Andamenti potenza per rif. costante e algoritmi a passo costante. Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo costante. Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo variabile. Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo variabile. Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo variabile. Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo variabile. Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo variabile. Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo variabile. Andamenti della larghezza della finestra di media mobile per algoritmi a passo variabile. Andamenti potenza per gradino di irradianza con algoritmi a passo fisso. Tensione (a) e corrente (b) per gradino di irradianza con riferimento

4.17	Andamenti potenza per gradino di irradianza con algoritmi a passo variabile	82
4.18	Tensione e corrente per gradino di irradianza con algoritmi a passo	
4.19	variabile	83
4.20	a passo variabile	84
4.01	fisso.	85
4.21	Tensione e corrente per gradino di temperatura con riferimento costante e algoritmi a passo fisso	86
4.22	Andamenti potenza per gradino di temperatura con algoritmi a passo variabile	87
4.23	Tensione e corrente per gradino di temperatura con algoritmi a passo	
1 21	variabile	88
4.24	ritmi a passo variabile	89
	Andamenti di Potenza al variare del parametro N	90
4.20	Andamenti di (a,b) Tensione e (c,d) Corrente al variare del parametro N	91
	Passi δV^* al variare di N per P&O a regime	91
	Passi δV^* al variare di N per INC a regime	92
	Andamenti di Potenza al variare del parametro f_{LPF}	93
	Andamenti di Tensione al variare del parametro f_{LPF}	94
4.31	Andamenti di Tensione al variare del parametro f_{LPF}	94
A.1	Blocco PLECS trasformazione trifase bifase	99
A.2	Blocco PLECS trasformazione bifase trifase	
A.3	Blocco PLECS transformazione $\alpha - \beta \rightarrow d$ -q	01

Capitolo 1

Introduzione

Oggigiorno la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è molto diffusa, ed è un settore in continua crescita in tutto il mondo. I cambiamenti climatici ci hanno portato negli anni a promuovere politiche che mirano a limitare l'impatto delle attività umane sull'ambiente.

L'esempio più importante degli ultimi anni è l'accordo di Parigi (Dicembre 2015)[1], il quale definisce un piano generale di azione, con l'obbiettivo di evitare cambiamenti climatici, che potrebbero risultare pericolosi, cercando di limitare il riscaldamento globale al di sotto dei 2°C.

In questa direzione va, dunque, il Quadro 2030 per il Clima e l'Energia dell'Unione Europea (UE) [2](Direttiva (UE) 2018/2001), il quale si pone come obbiettivi principali:

- una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
- arrivare ad una quota di almeno il 32% di energia rinnovabile;
- miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

Nell'ambito di questa direttiva dell'UE in Italia è stato pubblicato il testo del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), nel quale si definiscono gli obbiettivi italiani, da raggiungere entro il 2030, su: efficienza energetica, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni di CO_2 , interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile. Oltre a questi obbiettivi vengono, ovviamente, definite le misure da attuare per raggiungere lo scopo.

Per quanto riguarda il settore elettrico, questo subirà un cambiamento che porterà a diminuire la generazione da fonti fossili, aumentando quella da fonti rinnovabili. Aumentando la penetrazione di fonti elettriche rinnovabili (principalmente fotovoltaico ed eolico), si potrà arrivare, nel 2030, a coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile.

Raggiungere gli obbiettivi al 2030 vorrà dire, non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi incrementarla, se possibile.

Tuttavia, grazie anche alla riduzione dei costi degli impianti fotovoltaici ed eolici, si prospetta un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe aumentare di molto nei prossimi anni.

1.1 Fotovoltaico

Tra le varie fonti rinnovabili esistenti, il fotovoltaico (PV: photovoltaic) è tra le più diffuse, grazie al fatto che il sole è una fonte di energia presente su tutto il pianeta, ed è un settore in continua crescita.

Solo nel 2020, infatti, la potenza totale installata a livello mondiale è cresciuta del 18%, con $138~\rm GW$ di nuova potenza installata (nuovo record di potenza fotovoltaica installata in un anno) portando la potenza totale installata globalmente a $773.2~\rm GW$, nonostante la crisi dovuta alla pandemia di COVID-19, la quale ha portato un aumento dei costi.

I motivi del successo del solare sono vari:

- versatilità, grazie al solare si possono soddisfare una serie di applicazioni che vanno dal piccolo impianto stand-alone al grande impianto connesso alla rete;
- rapidità di costruzione, tipicamente un impianto fotovoltaico può essere progettato e costruito in un tempo molto minore rispetto ad altri tipi di impianti di generazione;
- costi, ormai la tecnologia del fotovoltaico è presente sul mercato da molti anni e , benché sia ancora migliorabile, è già abbastanza matura da essere economica ed in grado di avere tempi di ritorno dell'investimento interessanti.

Nonostante la crisi del 2020, dunque, il fotovoltaico ha continuato a crescere in tutto il mondo. Si prevede che si raggiungerà 1 TW di potenza nel 2022 e quasi 1.9 TW nel 2025. Per quanto riguarda l'Italia attualmente siamo al 7° posto per potenza pro-capite installata, a livello mondiale con un totale di 21.2 GW, e si prevede che entro il 2025 dovremmo arrivare a 29.57 GW con una crescita del 7% [3].

I miglioramenti tecnici ed economici nel settore del solare fotovoltaico hanno superato le aspettative. Ciò ha portato l'UE nel 2020, a creare un nuovo scenario di crescita per questa tecnologia, considerando, appunto, i costi più bassi, nel Report [4].

Nel Report [4] si definiscono degli scenari futuri possibili per le principali fonti energetiche e si mette in evidenza come le aspettative per la generazione da solare PV siano molto alte. Infatti, sulla base dei dati disponibili al giorno d'oggi hanno definito uno scenario nel quale nel 2050 il solare PV costituirà il 18 % di tutta la generazione elettrica dell'UE:

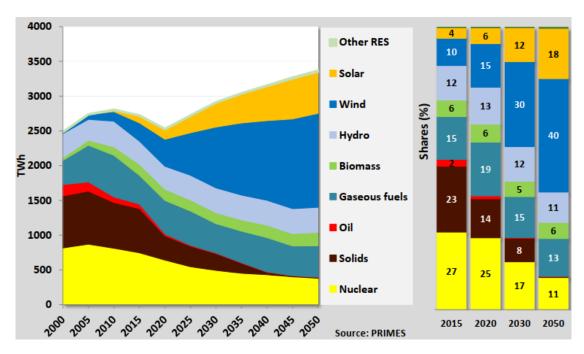


Figura 1.1: Generazione elettrica divisa per fonte energetica [4].

1.2 Funzionamento cella solare

La cella fotovoltaica è l'unità indivisibile di un qualsiasi generatore fotovoltaico.

Allo stato dell'arte queste celle possono essere costruite: in silicio cristallino (mono o policristallino, "m-Si" o "p-Si") o in film sottile. In quest'ultimo caso possono essere in silicio amorfo ("a-Si"),tellurio di cadmio, diseleniuro di indio rame[5].

La cella in sé non è altro che un diodo a semiconduttore tra due elettrodi:

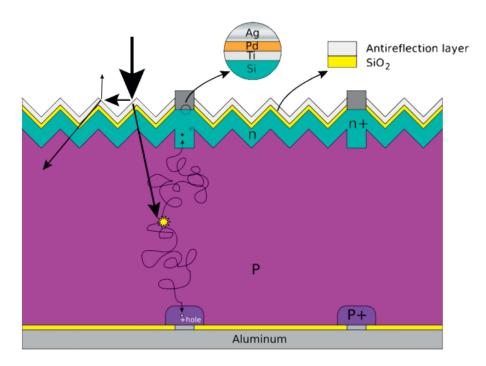


Figura 1.2: Schema generale di cella PV[6]

L'elettrodo superiore è ricoperto con il cosiddetto ARC, anti-reflecting coating, cioè un sottile strato di materiale dielettrico, al quale viene data la particolare forma in Fig.1.2 per far sì che la riflessione dei fotoni sia ridotta al minimo.

Il diodo è formato da due substrati drogati con segno dei portatori di carica opposto, c'è il substrato di tipo p, drogato in modo da avere un surplus di lacune (cariche positive), e quello di tipo n drogato in modo da avere un surplus di elettroni (cariche negative).

Nella parte della giunzione tra i due substrati, gli elettroni del substrato di tipo n diffondono in quello di tipo p, mentre le lacune del substrato di tipo p diffondono in quello n, creando così nella regione all'interfaccia una zona, detta di svuotamento, in cui non ci sono portatori liberi di carica. Si crea, perciò, una barriera di potenziale, che non fa passare elettroni che abbiano un'energia al di sotto di una certa soglia.

Per avere corrente, dunque, si deve fare in modo che gli elettroni abbiano energia sufficiente a superare questa barriera di potenziale, questo lo si può fare applicando al diodo una certa tensione.

Questa energia, però, può essere fornita ad un elettrone anche da un fotone. Un fotone ha un'energia data da:

$$E_f = \frac{C \cdot h}{\lambda} \tag{1.1}$$

dove c è la velocità della luce, h la costante di Plank e λ la lunghezza d'onda della luce.

I fotoni con energia sufficiente riescono a promuovere un elettrone alla banda di conduzione (e quindi una lacuna nella banda di valenza), creando, quindi, un portatore libero di carica che può superare la barriera di potenziale. Ovviamente non tutti i fotoni incidenti su una cella fotovoltaica hanno energia sufficiente (per questo si cerca di evitare la riflessione usando l'ARC, per aumentare il numero di fotoni con energia sufficiente e, quindi, gli elettroni liberi). Questo porta alla conclusione che parte dell'energia della luce solare che incide sul generatore fotovoltaico viene persa, trasformata in calore.

Quando la cella è polarizzata direttamente, la barriera di potenziale si assottiglia e nasce una corrente detta diffusiva, mentre se polarizzata inversamente la barriera si allarga e passa solo una corrente molto piccola, detta di saturazione inversa. In generale, quindi, la somma delle due correnti fornisce la corrente della giunzione:

$$I_D = I_0 \cdot e^{\frac{q \cdot V}{k \cdot T \cdot m}} \tag{1.2}$$

dove q è la carica dell'elettrone, I_0 corrente di saturazione inversa, m fattore di qualità della giunzione, T temperatura e k la costante di Boltzmann (1.380 × $10^{-23} [{\rm J/K}]$).

1.2.1 Circuito equivalente, curve I-V e P-V

Quando viene illuminata, una cella fotovoltaica si comporta in modo tale da poter essere modellizzata come una sorgente di corrente costante in parallelo con un diodo. Essa produce una corrente, I_L , proporzionale alla irradianza G, potenza per unità di superficie della luce. Ma questa non sarà la corrente totale in uscita dalla cella, poiché a questa va sottratta la corrente di diffusione del diodo. Il circuito equivalente lo possiamo vedere come:

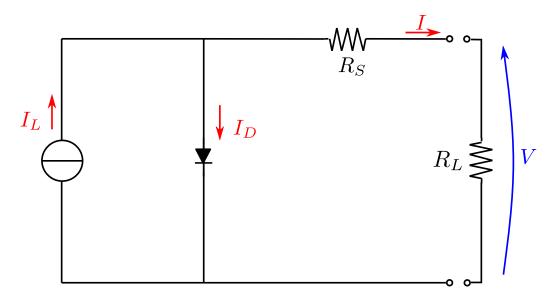


Figura 1.3: Circuito equivalente cella con R_S .

 R_S resistenza serie della cella PV, mentre R_L è la resistenza del carico. Il modello che è stato utilizzato in questo elaborato per la definizione delle curve I-V, detto $MIT\ model$, è un modello ibrido, che utilizza, cioè, un circuito equivalente semplificato (a 3 parametri), nel quale la $R_S=0$, quando deve calcolare dei parametri costanti necessari per la definizione delle curve (C_1 e C_2 , come si vedrà nella Sezione 2.6). Mentre per la definizione delle curve usa il circuito equivalente in Fig.1.3.

Definito il circuito equivalente scelto, la corrente totale che va al carico della cella PV sarà:

$$I = I_L - I_D \tag{1.3}$$

mentre la tensione ai capi della cella è:

$$V = V_D - R_S \cdot I \tag{1.4}$$

invertendo la (1.2) si ottiene la tensione sulla giunzione:

$$V_D = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot ln \left(\frac{I_0 + I_D}{I_0}\right) \tag{1.5}$$

e, quindi, dalla (1.4) si ha la tensione in funzione della corrente ai morsetti della cella:

$$V = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot ln \left(\frac{I_0 + I_D}{I_0}\right) - R_S \cdot I \tag{1.6}$$

Fissata una certa irradianza G ed una certa temperatura T, ci si può ricavare, dunque, la caratteristica I-V della cella. Questa, teoricamente, si estende, oltre che sul 1° quadrante del piano I-V, anche sul 2° e sul 4°. In questi quadranti, tuttavia, la cella funzionerebbe da utilizzatore, e poiché lo scopo di questo elaborato riguarda principalmente il funzionamento da generatore fotovoltaico della cella, ci si focalizzerà sul 1° quadrante, con tensioni e correnti (e, quindi potenze) positive.

Come si può notare dalla (1.6) la legge che definisce gli andamenti delle I-V è tutt'altro che lineare, infatti queste curve tipicamente hanno forme del tipo:

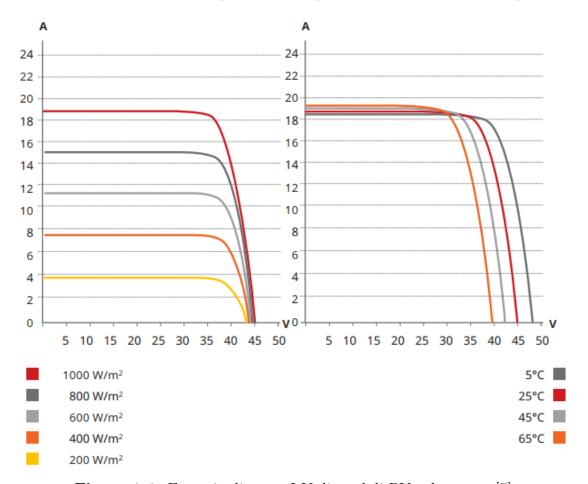


Figura 1.4: Esempio di curve I-V di moduli PV sul mercato [7].

La Fig.1.4 ci permette di fare anche un'altra considerazione sulle curve I-V di una cella fotovoltaica. Si può notare come al variare della G la V_{OC} , tensione di circuito aperto della cella, cambia molto poco, mentre la I_{SC} corrente di corto circuito cambia molto. Questo è dovuto al fatto che la corrente I_{SC} varia proporzionalmente alla G, mentre la tensione di circuito aperto varia in modo logaritmico. Infatti,

ponendo corrente I nulla nella (1.6), si ottiene l'andamento della tensione di circuito aperto:

$$V_{OC} = \frac{m \cdot k \cdot T}{q} \cdot ln \left(\frac{I_0 + I_D}{I_0} \right) \tag{1.7}$$

Di contro, quando a cambiare è la temperatura della cella, è la V_{OC} che diminuisce molto, mentre la I_{SC} varia poco, così da poter essere considerata costante. All'aumentare della temperatura la corrente di saturazione inversa I_0 aumenta, questo, dunque, porta la V_{OC} a diminuire.

Oltre alle curve I-V, sono state molto importanti durante lo sviluppo di questa tesi anche le curve P-V, le quali per una cella PV, hanno tipicamente un andamento del tipo:

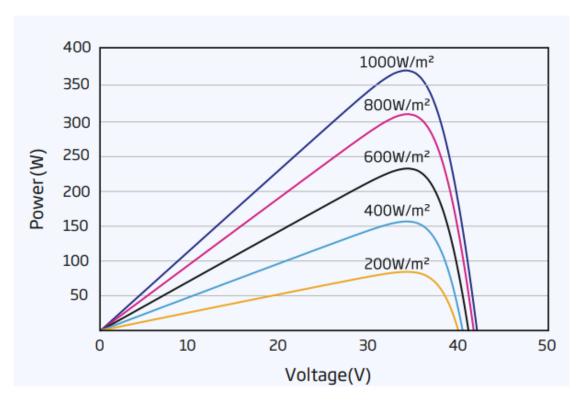


Figura 1.5: Esempio di curve P-V di moduli PV sul mercato[8].

1.2.2 Perdite della cella PV

La cella fotovoltaica è soggetta, ovviamente, a perdite che ne abbassano notevolmente l'efficienza [6] [5]. Le perdite sono di diverse tipologie:

- Perdite per riflessione e mascheramento della cella. La radiazione incidente in parte viene riflessa, anche utilizzando ARC, oltre a questo, c'è il fatto che l'elettrodo superiore è costruito a griglia in modo da far passare la radiazione, ma comunque, anche se si cerca di minimizzare al massimo la sua superficie, esso bloccherà parte della radiazione che andrebbe sulla cella altrimenti. Questa perdita può ammontare al 40% della radiazione incidente se non vengono presi gli accorgimenti opportuni, ma può essere ridotta fino al 3%:
- Perdite per eccesso di energia dei fotoni incidenti. Fotoni con eccesso di energia, non vuol dire più potenza dalla cella, ma vuol dire più calore. Questa energia, persa in calore, considerando la (1.1) sarà:

$$E_{persa} = E_f - E_b \tag{1.8}$$

dove E_f è l'energia del fotone incidente e E_b l'energia necessaria per superare la barriera di potenziale (da 1 a 2 eV in base al tipo di cella considerata). Questo può sottrarre circa un 30% all'energia producibile dalla cella;

- Perdite per difetto di energia dei fotoni incidenti. Fotoni che hanno energia non sufficiente a promuovere gli elettroni nella banda di conduzione, non contribuiscono alla generazione della corrente. Per il Silicio la banda di lunghezza d'onda inattiva dei fotoni include il 23% della radiazione incidente;
- Perdite per ricombinazione delle coppie elettrone-lacuna. Una parte delle coppie generate dai fotoni, non viene mantenuta separata, ma si ricombina cedendo, dunque, energia sotto forma di calore. Il coefficiente m nella (1.2) indica la qualità della giunzione della cella, se ci sono dei difetti nella giunzione, allora m < 1, questo si ripercuote sul numero di coppie elettrone-lacuna che si riescono a mantenere separate. Il caso ideale sarebbe un fattore m = 1.

Con la tecnologia odierna, considerando tutte queste perdite, possiamo raggiungere delle efficienze delle celle PV che vanno dal 10% al 22% circa. Ad oggi, quindi, il fotovoltaico, benché sia una tecnologia abbastanza matura, presenta ancora delle efficienze molto basse. Questo fa pensare che c'è ancora molto da fare per cercare di migliorare e far crescere questa tecnologia. D'altronde, come già accennato in precedenza, l'abbassamento dei costi, porterà in futuro ad uno sviluppo, si spera, sempre più veloce del fotovoltaico, sia dal punto di vista economico che da quello puramente tecnologico.

1.3 Obbiettivi della tesi: tecniche MPPT

Il fotovoltaico è considerato come una delle energie rinnovabili più affidabili e più promettenti per il futuro, essendo: non inquinante, con bassi costi di acquisto e di installazione, di esercizio e di manutenzione, con vita utile di un impianto tipicamente lunga, e con brevi tempi di rientro dell'investimento.

Tuttavia essendo le efficienze ancora, ad oggi, non molto oltre il 20%, per le motivazioni già espresse precedentemente, risulta molto importante cercare di estrarre da questi generatori la massima energia possibile.

Per questo gli sviluppi tecnologici in questo settore si stanno concentrando sui materiali e sui convertitori di potenza utilizzati. I materiali utilizzati al giorno d'oggi, tuttavia, non sono ancora in grado di ottenere alte efficienze di conversione dell'energia, per cui risulta molto importante il ruolo dei convertitori di potenza e delle tecniche di inseguimento del maximum power point (MPP), per cercare di massimizzare la produzione.

L'obbiettivo è far lavorare il generatore sempre nell'intorno del suo punto di massima potenza (appunto MPP) e per questo si usano delle strategie di inseguimento del punto di massima potenza (in inglese MPPT: maximum power point tracking). Queste tecniche permettono di controllare correnti e tensioni ai terminali dal generatore PV per fare in modo che il punto di lavoro del PV, sia sempre il più vicino possibile al MPP della curva I-V (la quale dipende dalle condizioni di irradianza e temperatura dei pannelli).

Esistono, in letteratura, diverse tecniche che permettono il tracciamento di MPP, ognuna con i suoi vantaggi e svantaggi. L'obbiettivo di questa tesi è di analizzare e confrontare sperimentalmente tre tecniche MPPT presenti nella letteratura tecnica:

- Riferimento costante di tensione;
- Perturb and Observe;
- Incremental Conductance.

Capitolo 2

Schema di conversione

Per studiare gli effetti dell'implementazione di una tecnica MPPT, si è partiti dalla simulazione su PLECS di un impianto rappresentativo del banco di prova sperimentale. Il sistema simulato su PLECS è quello di Fig.2.1 ed in questo capitolo verranno approfonditi gli aspetti principali di questa simulazione.

2.1 Impianto considerato

L'impianto fotovoltaico considerato è quello mostrato in Fig.2.1 ed è composto da:

- una sorgente di tensione che simula la rete elettrica, con le sue impedenze;
- un circuito di pre-carica, necessario per evitare le correnti di in-rush;
- un filtro LCL;
- un inverter lato rete;
- un DC-Link, che collega il convertitore lato PV con l'inverter;
- un convertitore lato PV (struttura Boost);
- un modello del modulo PV.

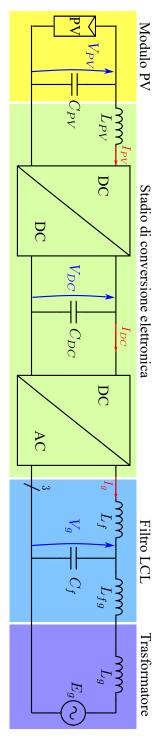


Figura 2.1: Impianto.

Impedenza di rete		
R_q	2,88	$m\Omega$
L_g^{σ}	1,834	mH
Circuito di precarica		
R_{prec}	20	Ω
Filtro LCL		
$\overline{L_f}$	545	μH
R_f	1	$m\Omega$
C_f	22	μF
R_{damp}	1.44	Ω
L_{fg}	120	μH
R_{fg}	10	$m\Omega$
Filtro LCL		
C_{DC}	1.8	mF
$V_{DC,ref}$	400	V
Convertitori		
f_{sw}	10	kHz
T_{sw}	100	μs

Tabella 2.1: Dati impianto.

2.2 Convertitore lato rete

2.2.1 Filtro LCL

I filtri nei sistemi connessi a rete, come quello trattato in questo elaborato, hanno un duplice ruolo.

Devono garantire il corretto comportamento del convertitore alimentato in tensione, quando connesso con un sistema anch'esso alimentato in tensione come la rete, per questo devono avere comportamento prevalentemente induttivo.

Inoltre, i convertitori generano delle portanti PWM (triangole isosceli) e armoniche di tensione. Queste possono portare alla presenza di armoniche, corrispondenti, di corrente in rete, le quali possono essere di disturbo , o addirittura pericolose, per apparecchiature elettriche, magari molto sensibili, oltre al fatto che aumentano le perdite della rete. Per cui i filtri servono anche ad attenuare od eliminare queste armoniche, fastidiose per il corretto funzionamento della rete.

Per applicazioni di qualche kW (tipiche quando si parla di fotovoltaico) connessi a rete, come quello considerato durante la stesura di questa tesi, l'attenzione è principalmente dedicata all'attenuazione da alcune armoniche particolarmente fastidiose, si potrebbe pensare di utilizzare anche un semplice banco di filtri LC. Ma comunque, per soddisfare i requisiti di qualità richiesti per l'immissione di potenza in rete, si preferisce usare dei filtri passa basso (LPF) di ordine maggiore, di tipo LCL, perché hanno un'attenuazione maggiore delle armoniche di tensione (60 dB/dec).

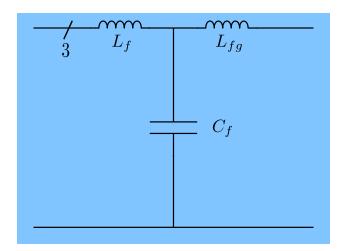


Figura 2.2: Equivalente monofase filtro LCL.

2.3 Controllo corrente inverter

L'inverter è controllato in corrente, in modo da ottenere il massimo fattore di potenza possibile. Per questo, il controllo lavora su **assi rotanti**, cioè le grandezze elettriche vengono riportate nel sistema di riferimento d-q che ruota ad una velocità che corrisponde alla frequenza di rete, per cui è sincrono con il vettore spaziale della tensione di rete(Voltage Oriented Control: VOC).

Riportando tensione e corrente nel sistema d-q, dunque, i vettori spaziali di corrente e tensione hanno delle componenti che ruotano alla stessa velocità del sistema di riferimento nel quale sono studiate, perciò il controllo lavorerà su delle grandezze continue:

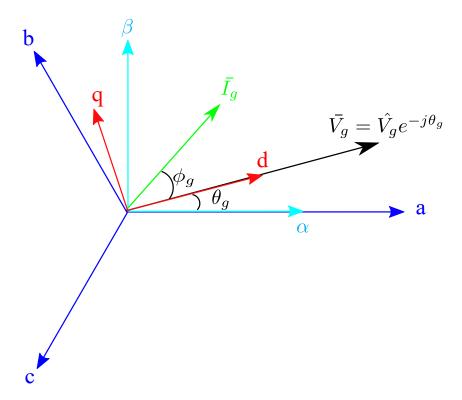


Figura 2.3: Sistemi di riferimento.

Una volta sincronizzato il controllo, dunque, basta imporre la corrente sui due assi d-q, il controllo tradurrà questi riferimenti di corrente in riferimenti di tensione, sempre su assi rotanti, per poi ottenere i riferimenti di tensione nel sistema $\alpha-\beta$, cioè bifase stazionario, ed infine, con modulazione PWM, gli stati di gamba delle tre gambe dell'inverter.

Il problema a questo punto diventa sincronizzare il sistema di riferimento d-q con la posizione del vettore spaziale di tensione, così da poter imporre la corrente che si vuole. Per fare questo si usa il cosiddetto Phase Locked Loop (o PLL).

Lo schema PLECS utilizzato per implementare il controllo di corrente dell'inverter è:

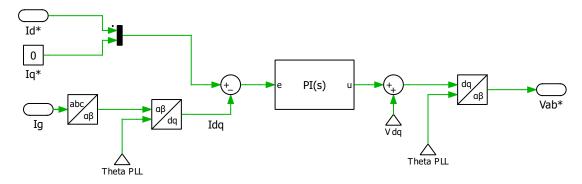


Figura 2.4: Controllo corrente schema PLECS.

L'ingresso "Theta PLL" sarà la posizione angolare del vettore spaziale della tensione di rete, che viene ricavato tramite un anello di inseguimento dell'angolo (PLL), che verrà approfondito in seguito.

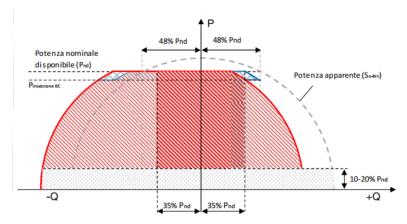
Inoltre, bisogna puntualizzare che, mentre per questo elaborato si sono usati dei riferimenti di corrente in assi d-q tali per cui si avrà corrente solo in asse d, in generale la corrente in asse q può essere utilizzata per generare potenza reattiva.

Questa risulta utile quando si vuole fare regolazione di tensione di rete, perciò risulta naturale usare il controllo di corrente dell'inverter, che regola l'immissione in rete della potenza derivante da un generatore fotovoltaico, per partecipare nella regolazione della tensione della rete.

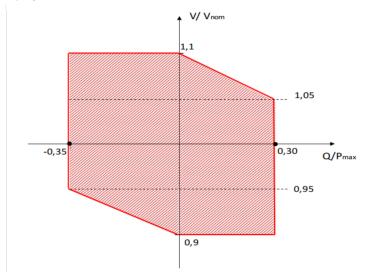
2.3.1 Regolazione di tensione di rete: curve capability

L'ente che regola, il controllo della potenza reattiva e della tensione della rete in Italia è Terna. Quest'ultima afferma che, un sistema di generazione connesso con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico [9]. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere applicato dall'Utente anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna).

Le curve di capability standard, che si possono trovare nella [9], sono quelle mostrate in Fig.2.5. Qualora il parco fotovoltaico sia in grado di fornire campi di funzionamento più ampi di quelli prescritti, l'Utente è tenuto a concordare con il Gestore le relative modalità di gestione.



(a) Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale Vn.



(b) Curva capability V/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla Potenza nominale disponibile (Pnd)

Figura 2.5: Curve di capability di (a) P-Q e (b) V-Q.

2.3.2 PLL

Il PLL ha il compito di sincronizzare il controllo del VSI con la tensione di rete. Più precisamente ricava la posizione dell'asse d del sistema di riferimento d-q, che viene usato per controllare il flusso delle potenze, attiva e reattiva, attraverso l'inverter.

Si capisce, dunque, l'importanza di avere una sincronizzazione molto precisa. Infatti se quest'ultima non fosse precisa si verrebbero a generare errori nel flusso delle potenze e nelle correnti in uscita dall'inverter, poiché il controllo starebbe lavorando su un sistema di riferimento posizionato in modo errato.

Il PLL usato in questo elaborato, lavora su un sistema di riferimento rotante (d-q), per cui in ingresso ha bisogno delle componenti di tensione di rete in questo riferimento.

Per farlo si parte dal vettore spaziale di tensione di rete:

$$V_{abc} = \begin{bmatrix} \hat{V}cos(\omega_g \cdot t) \\ \hat{V}cos(\omega_g \cdot t + \frac{2\pi}{3}) \\ \hat{V}cos(\omega_g \cdot t - \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{V}cos(\theta) \\ \hat{V}cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \hat{V}cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix}$$
(2.1)

a questo si applica la matrice di trasformazione di Clarke **A**, che fornisce le componenti di tensione nel sistema $\alpha - \beta$, bifase fisso:

$$\begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \\ V_{0} \end{bmatrix} = \mathbf{A} \cdot \begin{bmatrix} V_{a} \\ V_{b} \\ V_{c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{V}\cos(\theta) \\ \hat{V}\sin(\theta) \\ 0 \end{bmatrix}$$
 (2.2)

Poiché non ci saranno componenti omopolari, essendo il sistema trifase senza neutro, allora si può trascurare la componente 0. A queste tensioni si applica poi la matrice di rotazione di Park $\mathbf{R}(\theta')$ (Appendice A):

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \mathbf{R}(\theta') \cdot \begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{V}cos(\theta - \theta') \\ \hat{V}sin(\theta - \theta') \end{bmatrix}$$
 (2.3)

Il compito del PLL sarà, dunque, quello di ridurre fino ad annullare l'errore di angolo $\theta - \theta'$, questo vuol dire che questo angolo sarà, solitamente, molto piccolo, per cui si può approssimare la precedente formulazione come segue:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{V} \\ \hat{V}(\theta - \theta') \end{bmatrix}$$
 (2.4)

Il segnale V_q , viene dato in input ad un regolatore PI, che lo vede come un errore e reagisce cercando di annullare questo errore generando in output la pulsazione elettrica ω' , la quale vene integrata per ottenere la posizione osservata θ' . Più la componente in asse q della tensione si riduce, più questa θ' si avvicina alla posizione reale del vettore spaziale tensione

Lo schema usato in questo elaborato per l'implementazione del PLL è stato il seguente:

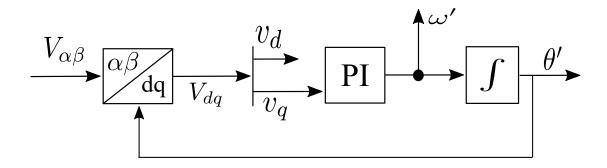


Figura 2.6: Schema PLL.

Questo schema è stato inizialmente costruito su PLECS come segue:

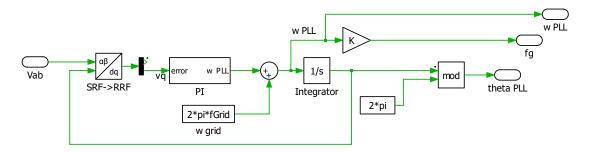


Figura 2.7: Schema PLL PLECS.

Successivamente è stato discretizzato e tradotto in codice C tramite un C-script di PLECS.

Analisi della dinamica del PLL

Si analizza adesso l'aspetto dinamico dell'anello PLL utilizzato. Si considera l'anello PLL nel dominio di Laplace:

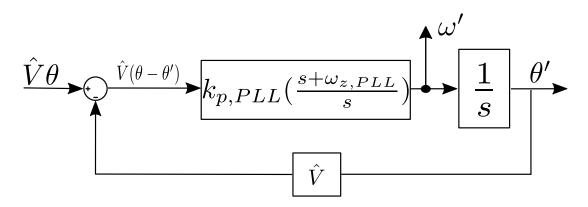


Figura 2.8: PLL nel dominio di Laplace.

Le funzioni di trasferimento in anello aperto ed in anello chiuso saranno:

$$H_{OL} = k_{p,PLL} \cdot \hat{V} \cdot \frac{s + \omega_{z,PLL}}{s^2}$$
 (2.5)

$$H_{CL} = k_{p,PLL} \cdot \frac{s + \omega_{z,PLL}}{s^2 + s \cdot \hat{V} \cdot k_{p,PLL} + \hat{V} \cdot k_{p,PLL} \cdot \omega_{z,PLL}}$$
(2.6)

Taratura regolatore del PLL

Per la taratura del regolatore PI del PLL, si parte dalla f.d.t. in anello chiuso (2.6) e si considera il fatto che questa è una f.d.t. di un sistema di secondo ordine. Si conosce la tipica forma del denominatore in una f.d.t. di secondo ordine che è :

$$s^2 + 2 \cdot \xi \cdot \omega_0 \cdot s + \omega_0^2 \tag{2.7}$$

Considerando la 2.6, si ha che:

$$2 \cdot \xi \cdot \omega_0 = \hat{V} \cdot k_{p,PLL} \tag{2.8}$$

$$\omega_0^2 = \hat{V} \cdot k_{p,PLL} \cdot \omega_{z,PLL} \tag{2.9}$$

Dalla 2.8 si ottiene:

$$k_{p,PLL} = \frac{2 \cdot \xi \cdot \omega_0}{\hat{V}} \tag{2.10}$$

e sostituendo la (2.10) nella (2.9) si ricava:

$$\omega_{z,PLL} = \frac{\omega_0}{2 \cdot \xi} \tag{2.11}$$

$$k_{i,PLL} = \omega_{z,PLL} \cdot k_{p,PLL} \tag{2.12}$$

Scegliendo uno smorzamento $\xi=\frac{1}{\sqrt{2}}$ si avrà una pulsazione naturale pari alla banda passante dell'anello $\omega_0=\omega_{bw,PLL}$.

Inoltre, conviene normalizzare i parametri del regolatore rispetto all'ampiezza della tensione di rete, in quanto questo potrebbe dare problemi alla sincronizzazione, in particolare quando tale tensione ha un transitorio.

Riassumendo, dunque, i parametri usati per tarare il PLL in questo elaborato, si ha la Tab.2.2:

Parametro	Valore	Unità di misura
ξ	0.707	
$k_{p,PLL}$	8.884	1/Vs
$k_{i,PLL}$	39.438	rad/Vs^2
$\omega_{z,PLL}$	4.44	rad/s

Tabella 2.2: Taratura regolatore anello PLL.

Utilizzando i valori in Tab.2.2, per tarare l'anello PLL si ottengono le funzioni di trasferimento in anello aperto e chiuso in Fig.2.9:

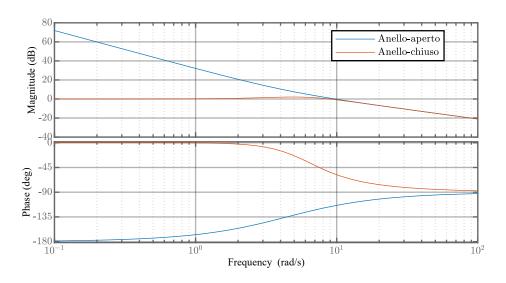


Figura 2.9: Diagramma di Bode anello PLL.

2.3.3 SOGI

La tensione di rete può essere soggetta a disturbi (armoniche) e a squilibrio, che porterebbero a disturbi sull'anello del PLL. Dal punto di vista energetico l'unica armonica interessante da avere, in ingresso all'anello PLL, è la fondamentale. Per cui per eliminare le armoniche non interessanti bisogna porre a monte del PLL un filtro che tagli tutte le armoniche di frequenza superiore alla fondamentale.

Il Secondo Order Generalized Integrator (o SOGI) è un filtro risonante adattivo, che taglia le armoniche di tensione che non sono interessanti dal punti di vista energetico, cioè tutte tranne la fondamentale. Lo schema PLECS costruito per implementare questo filtro è stato il seguente:

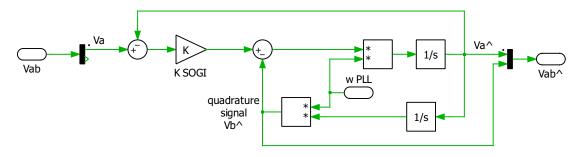


Figura 2.10

2.3.4 Controllo di corrente dell'inverter

Controllare la corrente su assi fissi, vorrebbe dire fare un anello di corrente che deve lavorare con riferimenti di corrente sinusoidali, questo può dare problemi al regolatore PI. Il PI, infatti, quando si trova a lavorare con riferimenti sinusoidali non riesce ad annullare l'errore a regime (come farebbe con un riferimento che varia a gradino, ad esempio) e ha una minore capacità di reiezione del disturbo. Questo è dovuto al fatto che la parte integrale di un PI non lavora molto bene con grandezze periodiche.

Per evitare queste problematiche si controlla l'inverter in corrente su assi rotanti, cioè nel sistema di riferimento d-q sincrono con la tensione di rete. Andando, ad allineare l'asse d con la tensione di rete come fatto in Fig.2.3 si fa quello che viene detto VOC (Voltage Oriented Control). Per cui i regolatori PI usati lavoreranno su riferimenti, che sono grandezze continue e non più sinusoidali.

La componente i_d della corrente sarà quella che produce la potenza attiva P, in quanto essa è in fase con la tensione di rete, mentre la componente i_q è quella che produce la potenza reattiva Q, essendo in quadratura con la tensione.

Per cui imponendo i riferimenti di corrente nelle sue componenti in assi d e q, si possono controllare le potenze attiva e reattiva che il modulo PV immette in rete tramite l'inverter.

Riassumendo graficamente quanto detto, il controllo in corrente dell'inverter lato rete sarà:

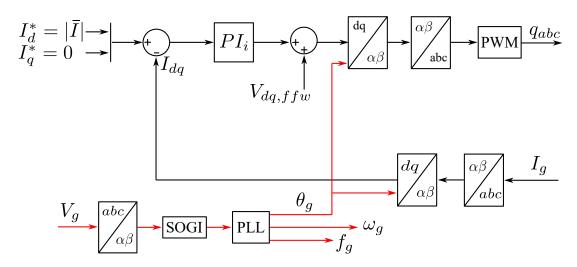


Figura 2.11: Controllo inverter lato rete.

Lo schema PLECS usato per implementare il controllo di corrente dell'inverter è il seguente:

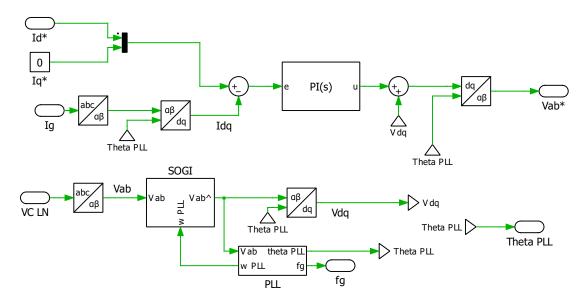


Figura 2.12: Schema PLECS del controllo di corrente di inverter.

Successivamente questo schema PLECS è stato sostituito da uno script in C, sempre su PLECS, che serviva allo stesso scopo.

Taratura regolatore

Per la taratura dell'anello di corrente, si parte dal disegnare lo schema a blocchi nel dominio di Laplace:

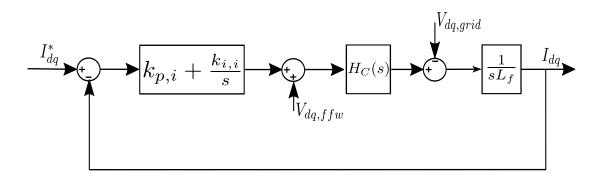


Figura 2.13: Controllo corrente inverter nel dominio di Laplace.

Trascurando la resistenza serie della L_f , il plant dell'anello di controllo si riduce alla semplice induttanza di filtro lato inverter.

La $H_C(s)$ è la funzione di trasferimento che rappresenta il delay introdotto dal convertitore:

$$H_C(s) = \frac{1}{1 + s\tau_{conv}} \tag{2.13}$$

dove τ_{conv} è proprio il ritardo introdotto dal convertitore. In questo elaborato è stato utilizzato un controllo, che lavora in single sampling, cioè il controllo campiona le grandezze elettriche e implementa la ISR (Interrupt Service Routine) una volta per ogni periodo di commutazione del convertitore. Perciò tra il campionamento delle variabili elettriche e l'output dell'algoritmo di controllo passa un intero T_{sw} . A questo va aggiunto il ritardo di attuazione, cioè il ritardo introdotto dal modulatore PWM, in cui, come rappresentato in Fig.2.11, si compara la nuova modulante ottenuta dal controllo con la portante triangolare, per ricavare gli stati di gamba, che dovranno essere attuati sulle 3 gambe di inverter. Quest'ultimo ritardo può variare da un minimo di 0 ad un massimo di un intero T_{sw} , in generale si considera un valore medio di ritardo di attuazione di $0.5T_{sw}$. Per cui alla fine il ritardo complessivo dovuto al convertitore sarà :

$$\tau_{conv} = 1.5 \cdot T_{sw} \tag{2.14}$$

La funzione di trasferimenti in anello aperto è:

$$H_{OL,i}(s) = \left(k_{p,i} + \frac{k_{i,i}}{s}\right) \cdot \frac{1}{1 + s\tau_{conv}} \cdot \frac{1}{sL_f}$$
 (2.15)

Quella in anello chiuso, invece, è:

$$H_{CL,i}(s) = \frac{k_{p,i}}{L_f} \cdot \frac{s + \omega_{z,i}}{s^2 + s \cdot \frac{k_{p,i}}{L_f} + \frac{k_{p,i} \cdot \omega_{z,i}}{L_f}}$$
(2.16)

E' buona pratica mantenere la frequenza di banda passante $f_{bw,i}$ dell'anello di corrente, a circa un decimo della frequenza di switching del convertitore ($f_{sw} = 10 \text{kHz}$,in questo elaborato si è utilizzata una $f_{bw,i} = 800 \text{Hz}$). Considerando la 2.15 ad alte frequenze, si può pensare di approssimarla trascurando il ritardo del convertitore, ottenendo così:

$$H_{OL,i}(s) \bigg|_{hf} \simeq \frac{k_{p,i}}{s \cdot L_f}$$
 (2.17)

E' noto che la frequenza di banda passante e quella di crossover sono molto vicine, e che alla frequenza di crossover la f.d.t. di anello aperto ha modulo 1 (0 dB), allora si ha:

$$|H_{OL,i}(\omega_{bw,i})| \simeq \frac{k_{p,i}}{\omega_{bw,i} \cdot L_f} = 1 \tag{2.18}$$

da cui si ricava :

$$k_{p,i} = L_f \cdot \omega_{bw,i} \tag{2.19}$$

Infine imponendo una decade di differenza tra lo zero del regolatore e la banda passante, si ottiene l'altro parametro del regolatore come:

$$k_{i,i} = k_{p,i} \cdot \frac{\omega_{bw,i}}{10} \tag{2.20}$$

I risultati della taratura di questo regolatore vengono riassunti nella Tab.2.3.

Parametro	Valore	Unità di misura	
$f_{bw,i}$	800	Hz	
$\omega_{bw,i}$	5026.55	rad/s	
$k_{p,i}$	2.74	Ω	
$k_{i,i}$	1377	Ω/s	
$\omega_{z,i}$	502.55	rad/s	

Tabella 2.3: Taratura regolatore anello di corrente.

Prendendo questi valori può essere tracciato il Diagramma di Bode per le funzioni di trasferimento in anello aperto ed in anello chiuso:

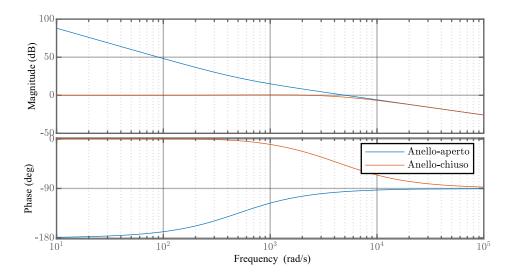


Figura 2.14: Diagramma di Bode controllo corrente inverter.

2.4 Controllo DC-Link

Il DC-Link è controllato in tensione. L'output del regolatore di tensione è il riferimento di corrente voluto sul lato DC. Questo, però, va tradotto in un riferimento di corrente da imporre al controllo di corrente lato AC, nel sistema di riferimento sincrono d-q, visto alla sezione precedente.

Lo scopo è quello di mantenere la tensione sul DC-Link al livello desiderato. Per cui, nel caso il DC-Link venisse caricato dal lato DC (generatore PV in questo caso, ma potrebbe essere una qualsiasi sorgente di potenza) la sua tensione aumenterebbe, ma il riferimento rimarrebbe costante, questo genererebbe un errore che il controllo eliminerebbe variando il riferimento di corrente lato AC in modo da scaricare il DC-Link, così da mantenerlo alla tensione di riferimento.

Si ottiene, dunque, un controllo in cascata, con l'anello di controllo della tensione sul DC-Link come anello esterno e quello di controllo della corrente come anello interno. Per questo si utilizza un fattore moltiplicativo (k_{DC}) ottenuto considerando che all'equilibrio la potenza che arriva dal lato DC (P_{DC}) e quella che va in rete (P_{AC}) devono essere uguali

$$P_{AC} = P_{DC} \tag{2.21}$$

così da mantenere la tensione sul DC-Link costante al valore voluto. Poiché la potenza P_{AC} è nel sistema d-q, dove si precedentemente affermato che si considera il vettore tensione parallelo all'asse d, allora l'uguaglianza diventa:

$$\frac{3}{2} \cdot v_d \cdot i_d = V_{DC} \cdot I_{DC} \tag{2.22}$$

Allora il riferimento di corrente per il lato AC diventa:

$$i_d = \frac{2}{3} \cdot \frac{V_{DC} \cdot I_{DC}}{v_d} \tag{2.23}$$

per cui il fattore moltiplicativo sarà:

$$k_{DC} = \frac{2}{3} \cdot \frac{V_{DC}}{v_d} \tag{2.24}$$

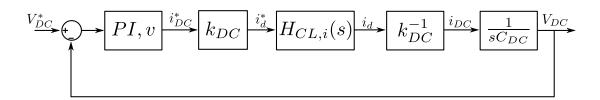


Figura 2.15: Controllo in cascata dell'inverter.

La funzione di trasferimento $H_{CL,i}$ in Fig.2.15 rappresenta l'anello di corrente dell'inverter visto in Fig.2.13.

Taratura Regolatore

Per tarare il regolatore che regola la tensione sul DC-Link, si parte dallo schema a blocchi del controllo nel dominio di Laplace:

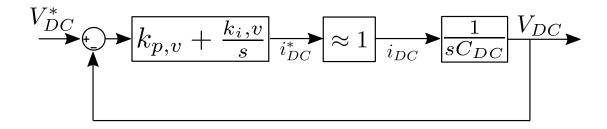


Figura 2.16: Controllo tensione DC-Link.

La tensione di riferimento è una costante scelta dal progettista in base al DC-Link utilizzato, ed alla tensione con cui si vuole alimentare l'inverter. Bisogna garantire che sia maggiore della tensione concatenata di rete, in modo da poter forzare corrente. Infatti, nel codice di controllo, il limite delle tensioni di riferimento lato AC è impostato in modo da risultare:

$$V_{DC}^* \ge \sqrt{3} \cdot V_d^* \tag{2.25}$$

$$V_{DC}^* \ge \sqrt{3} \cdot V_a^* \tag{2.26}$$

Solitamente nei controlli in cascata si preferisce che le due funzioni di trasferimento, di anello interno ed esterno, non interferiscano tra loro. Perciò si deve far sì che per l'anello esterno, la dinamica di quello interno risulta essere così veloce, che i transitori di quest'ultimo possono essere trascurati dall'anello esterno. Si deve, dunque, lavorare sulle bande passanti dei due anelli, in modo che l'anello esterno possa vedere quello interno come sempre a regime e, quindi, come un semplice guadagno unitario.

Così facendo la funzione di trasferimento in anello aperto sarà:

$$H_{OL,v} = \left(k_{p,v} + \frac{k_{i,v}}{s}\right) \cdot \frac{1}{s \cdot C_{DC}}$$
 (2.27)

Come fatto per la funzione di trasferimento in anello aperto per l'anello di corrente ((2.15)), si può, anche in questo caso, considerare l'approssimazione della 2.26 alle alte frequenze:

$$H_{OL,v}(s) \bigg|_{hf} \simeq \frac{k_{p,v}}{s \cdot C_{DC}}$$
 (2.28)

alla frequenza di crossover la funzione di trasferimento di anello aperto ha modulo 1 (0 dB), allora si ha:

$$|H_{OL,v}(\omega_{bw,v})| \simeq \frac{k_{p,v}}{\omega_{bw,v} \cdot C_{DC}} = 1 \tag{2.29}$$

da cui si ricava:

$$k_{p,v} = C_{DC} \cdot \omega_{bw,v} \tag{2.30}$$

Infine imponendo una decade di differenza tra lo zero del regolatore e la banda passante, si ottiene l'altro parametro del regolatore come:

$$k_{i,v} = k_{p,v} \cdot \frac{\omega_{bw,v}}{10} \tag{2.31}$$

I risultati della taratura di questo regolatore vengono riassunti nella Tab.2.4:

Parametro	Valore	Unità di misura
$f_{bw,v}$	80	Hz
$\omega_{bw,v}$	502.655	rad/s
$k_{p,v}$	0.905	Ω^{-1}
$k_{i,v}$	45.48	$rad/s \cdot \Omega^{-1}$
$\omega_{z,v}$	50.25	rad/s

Tabella 2.4: Taratura regolatore anello di tensione.

La funzione di trasferimento in anello chiuso è:

$$H_{CL,v}(s) = \frac{k_{p,v}}{C_{DC}} \cdot \frac{s + \omega_{z,v}}{s^2 + s \frac{k_{p,v}}{C_{DC}} + \frac{k_{p,v} \cdot \omega_{z,v}}{C_{DC}}}$$
(2.32)

Prendendo i valori alla Tab.2.4 può essere tracciato il Diagramma di Bode per le funzioni di trasferimento in anello aperto ed in anello chiuso, che è la seguente:

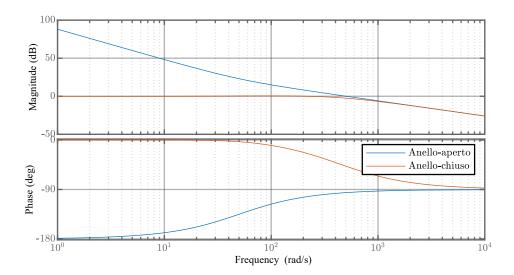


Figura 2.17: Diagramma di Bode controllo tensione.

Lo schema PLECS costruito appositamente per il controllo della tensione del DC-Link è:

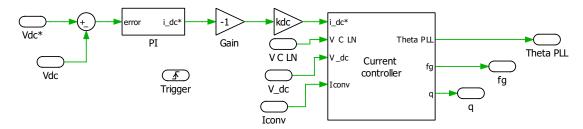


Figura 2.18: Schema PLECS controllo tensione DC-Link.

2.5 Controllo del DC/DC

Il convertitore DC/DC considerato in questo elaborato è un Boost, come mostrato in figura 2.24:

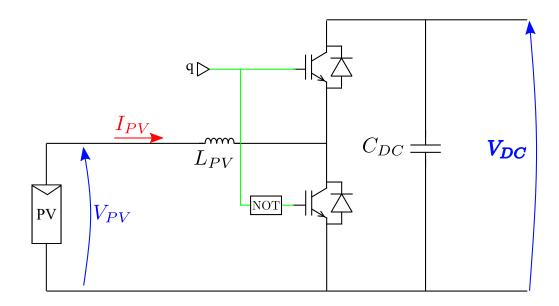


Figura 2.19: Convertitore DC/DC con struttura Boost.

Come si può notare sono stati usati due switch IGBT controllati entrambi tramite un solo bit "q", grazie all'uso di una porta logica NOT, in modo da avere i due switch sempre in stati opposti (aperto-chiuso o chiuso-aperto). L'induttanza L_{PV} in ingresso al boost è pari a 10mH. In uscita la tensione V_{DC} rappresenta la tensione del DC-Link qui modellizzata con una tensione costante, mentre la tensione V_{in} sarà la tensione in uscita dal modulo fotovoltaico.

Questo convertitore sarà controllato tramite un controllo in cascata di corrente e tensione, dove il riferimento di quest'ultima è calcolato iterativamente dalle tecniche MPPT utilizzate. Lo schema a blocchi, nel dominio di Laplace, di questo convertitore sarà:

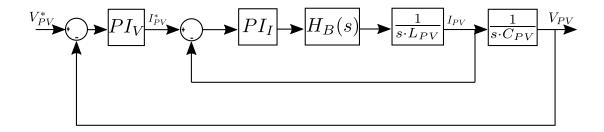


Figura 2.20: Schema a blocchi nel dominio di Laplace del controllo del convertitore Boost.

2.5.1 Taratura dei regolatori

Si conosce la frequenza di switching del convertitore (in questo elaborato si è usato un Boost che lavora a 10 kHz), per cui sappiamo che l'anello interno dovrà avere una banda passante che gli permetta di mantenersi sufficientemente lontano dalla frequenza del convertitore. In generale, è buona regola mantenersi ad, almeno, una decade di distanza, in questo elaborato si è usata una frequenza di banda passante dell'anello di corrente di $f_{bw_i} = 800 \text{ Hz}$.

L'anello esterno dovrà avere una banda passante anch'esso sufficientemente lontana da quella dell'anello interno, così da poter considerare l'anello di corrente come un semplice guadagno unitario. Perciò si è scelta una banda passante dell'anello di tensione $f_{bw_n}=80~{\rm Hz}.$

Detto questo, si possono ricavare i parametri dei due regolatori.

Anello di corrente

Come già visto in precedenza si parte dalla definizione delle funzioni di trasferimento:

$$H_{OL,boost,i} = \left(k_{p,boost,i} + \frac{k_{i,boost,i}}{s}\right) \cdot H_B \cdot \frac{1}{s \cdot L_{PV}}$$
 (2.33)

Considerando la (2.33) ad alte frequenze, si può pensare di approssimarla trascurando il ritardo del convertitore, per cui applicando lo stesso ragionamento fatto per la taratura dei precedenti regolatori si ottiene:

$$k_{p,boost,i} = L_{PV} \cdot \omega_{bw,boost,i} \tag{2.34}$$

Infine imponendo una decade di differenza tra lo zero del regolatore e la banda passante, si ottiene l'altro parametro del regolatore come:

$$k_{i,boost,i} = k_{p,boost,i} \cdot \frac{\omega_{bw,boost,i}}{10}$$
 (2.35)

I risultati della taratura di questo regolatore vengono riassunti nella Tab.2.5.

Parametro	Valore	Unità di misura	
$f_{bw,boost,i}$	800	${ m Hz}$	
$\omega_{bw,boost,i}$	5026.55	rad/s	
$k_{p,boost,i}$	50.24	Ω	
$k_{i,boost,i}$	25253.4	Ω/s	
$\omega_{z,boost,i}$	502.55	rad/s	

Tabella 2.5: Taratura regolatore anello di corrente Boost.

Anello di tensione

Una volta tarato l'anello di corrente come sopra descritto, l'anello di tensione vedrà quello interno di corrente come un semplice guadagno unitario:

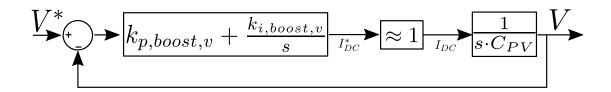


Figura 2.21: Controllo di tensione del Boost

La funzione di trasferimento in anello aperto dell'anello esterno di tensione è:

$$H_{OL,boost,v} = \left(k_{p,boost,v} + \frac{k_{i,boost,v}}{s}\right) \cdot \frac{1}{s \cdot C_{PV}}$$
 (2.36)

$$k_{p,boost,v} = 10 \cdot C_{PV} \cdot \omega_{bw,boost,v} \tag{2.37}$$

Infine imponendo una decade di differenza tra lo zero del regolatore e la banda passante, si ottiene l'altro parametro del regolatore come:

$$k_{i,boost,v} = 10 \cdot k_{p,boost,v} \cdot \frac{\omega_{bw,boost,v}}{5}$$
 (2.38)

2.6 Modello del PV

Lo schema che modellizza il modulo fotovoltaico usato, è il seguente:

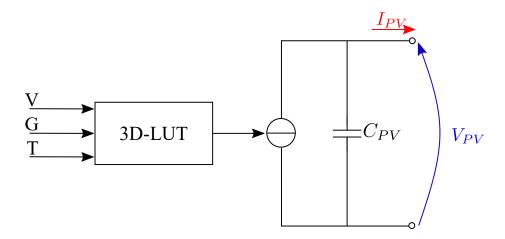


Figura 2.22: Modello di generatore PV su PLECS.

come si può notare è un generatore di corrente controllato tramite una Look-Up Table (LUT) in 3 dimensioni. Le 3 dimensioni della LUT sono: tensione (misurata ai morsetti del modulo PV), irradianza G e temperatura del modulo T.

Le LUT sono state costruite basandosi su un modello che, dati alcuni parametri presi dal datasheet del pannello PV usato, va a parametrizzare le curve I-V del pannello stesso, per varie condizioni di G e T.

Per cui, riassumendo, l'algoritmo MPPT ricava la tensione di riferimento da avere ai morsetti del modulo PV, data questa tensione e date le condizioni di G e T la LUT ricava la corrente che il modulo fornirà in uscita.

Inoltre è anche possibile scegliere il collegamento dei pannelli nel generatore fotovoltaico simulato. Basta, infatti, definire, nella mask del modello del PV in PLECS, il numero di pannelli in serie che si vogliono usare ed il numero di stringhe in parallelo.

Durante le successive prove di validazione degli algoritmi in laboratorio è stato utilizzato un generatore composto da 3 stringhe in parallelo, ognuna composta da 8 pannelli PV in serie. Dunque si può pensare la disposizione dei pannelli nel generatore, PV simulato, come quella in Fig.2.23:

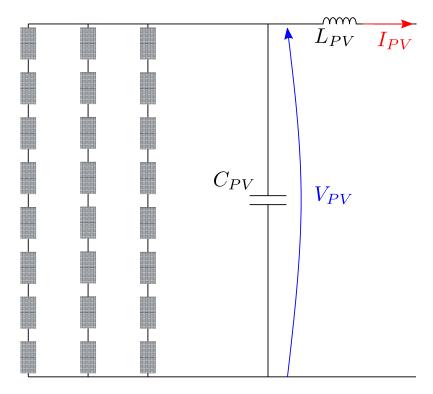


Figura 2.23: Disposizione dei pannelli nel generatore PV.

Ovviamente, il collegamento dei pannelli nel generatore gioca un ruolo fondamentale per le grandezze importanti delle curve P-V e I-V. Infatti, se N_S è il numero di pannelli in serie in una stringa e N_P è il numero di stringhe in parallelo, allora si otterrà:

$$V_{MPP,g} = N_S \cdot V_{MPP,p} \tag{2.39}$$

$$I_{MPP,g} = N_P \cdot I_{MPP,p} \tag{2.40}$$

$$V_{OC,g} = N_S \cdot V_{OC,p} \tag{2.41}$$

$$I_{SC,q} = N_P \cdot I_{SC,p} \tag{2.42}$$

Dove il pedice g sta per generatore, cioè grandezza riferita al generatore PV complessivo. Mentre il pedice p sta per pannello, cioè grandezza riferita al singolo pannello (tensioni o correnti prese dai datasheet).

2.6.1 Creazione LUT e modello MIT

Per la creazione delle LUT si sono presi i datasheet di alcuni modelli di pannello PV, da questi datasheet si sono ricavati i valori importanti in una curva I-V, ossia: corrente di cortocircuito (I_{SC}) , tensione di circuito aperto (V_{OC}) , tensione e corrente di MPP (V_{MP}, I_{MP}) . Queste grandezze fanno tutte riferimento a determinate condizioni di temperatura e irradianza, cioè le cosiddette Standard Test Conditions (STC), 1000 W/m² e 25°C.

Il modello usato in questo elaborato, per il fitting delle curve I-V dei pannelli PV, è il modello MIT [10].

Questo modello è quello che è stato di più comodo utilizzo, in quanto non necessita di conoscere i valori di tensione e corrente di MPP per ogni condizione di irradianza e temperatura, ma solo alle STC (Standard Test Conditions), cioè a 25°C e $1000\frac{W}{m^2}$.

Dai valori di $V_{MP_{STC}}$, $I_{MP_{STC}}$, $I_{SC_{STC}}$ e $V_{OC_{STC}}$, che vengono ricavati dai datasheet, per utilizzare questo modello, dobbiamo calcolare due parametri C_1 e C_2 , che saranno poi considerati indipendenti dalle condizioni di irradianza e temperatura:

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{MP_{STC}}}{I_{SC_{STC}}}\right) \cdot exp\left(\frac{-V_{MP_{STC}}}{C_2 \cdot V_{OC_{STC}}}\right) \tag{2.43}$$

con C_2 che sarà :

$$C_2 = \frac{\frac{V_{MP_{STC}}}{V_{OC_{STC}}} - 1}{ln\left(1 - \frac{I_{MP_{STC}}}{I_{SC_{STC}}}\right)}$$
(2.44)

Una volta calcolate queste costanti si può calcolare l'andamento della curva I-V del pannello:

$$I = I_{SC} \left[1 - C_1 \cdot \left(exp \left(\frac{V}{C_2 \cdot V_{OC}} \right) - 1 \right) \right]$$
 (2.45)

Per ricalcolare la curva I-V alle varie condizioni di irradianza e temperatura saranno poi necessarie delle altre equazioni ausiliarie, che servono ad aggiornare i valori di I_{SC} e V_{OC} che compaiono nella (2.45).

Aggiornamento I_{SC}

Per aggiornare il valore di corrente di cortocircuito si applica la seguente formula:

$$I_{SC} = I_{SC_{STC}} + \Delta I \tag{2.46}$$

dove il ΔI è calcolato come:

$$\Delta I = I_{SC_{STC}} \left(\frac{G}{G_{STC}} - 1 \right) + \mu_{I_{SC}} \cdot \left(\frac{G}{G_{STC}} \right) \cdot \Delta T \tag{2.47}$$

con $\mu_{I_{SC}}$ coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito, G e G_{STC} rispettivamente la nuova condizione di irradianza e l'irradianza alle STC (1000 W/m²), e ΔT calcolato come:

$$\Delta T = T_P - T_{P,STC} \tag{2.48}$$

dove T_P è la temperatura del pannello per la quale voglio ricavarmi la curva I-V e $T_{P,STC}=25$ °C.

Aggiornamento V_{OC}

Per l'aggiornamento di V_{OC} si dovrà applicare la seguente equazione:

$$V_{OC} = V_{OC_{STC}} + \Delta V \tag{2.49}$$

Per calcolare $V_{OC_{STC}}$ si inverte la (2.45) per trovare la tensione e si ricava:

$$V = C_2 \cdot V_{OC} \cdot ln \left[\frac{1}{C_1} \cdot \left(1 - \frac{I}{I_{SC}} \right) + 1 \right]$$
 (2.50)

quindi, si impone che alla $V_{OC_{STC}}$ la corrente I_{SC} , precedentemente calcolata, sarà nulla, perciò dalla (2.46) si ha :

$$I_{SC_{STC}} = -\Delta I \tag{2.51}$$

allora la (2.52) diventa:

$$V_{OC_{STC}} = C_2 \cdot V_{OC} \cdot ln \left[\frac{1}{C_1} \cdot \left(1 + \frac{\Delta I}{I_{SC}} \right) + 1 \right]$$
 (2.52)

A questo punto manca da calcolare il ΔV , il quale verrà ricavato come:

$$\Delta V = \mu_{V_{OC}} \cdot \Delta T - R_S \cdot \Delta I \tag{2.53}$$

dove μ_{Voc} è il coefficiente di temperatura della tensione di circuito aperto e R_S la resistenza serie del modello di pannello PV, in questo elaborato è stata utilizzata una $R_S = 10m\Omega$.

Questo procedimento permette di ottenere le curve I-V per il pannello PV usato, in diverse condizioni di G e T_P .

Tutto questo procedimento è stato svolto tramite uno script di Matlab, che restituisce anche i plot delle curve I-V ottenute:

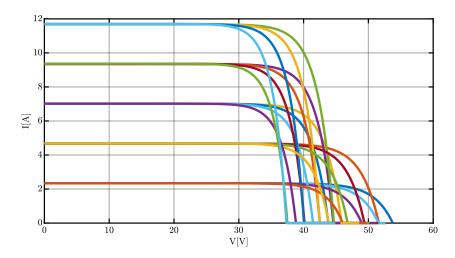


Figura 2.24: Curve I-V ottenute con modello MIT.

2.7 Schema complessivo impianto

Riassumendo quanto visto nel presente Capitolo, si è ottenuto il seguente schema di impianto simulato, comprendente i controlli che sono stati precedentemente mostrati:

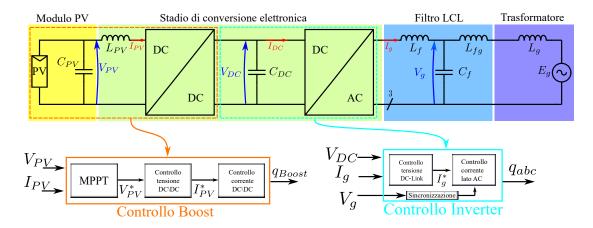


Figura 2.25: Impianto completo e controlli.

Questo impianto è stato prima simulato su PLECS tramite il modello in Fig.2.26.

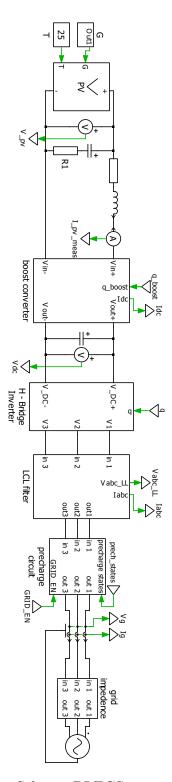


Figura 2.26: Schema PLECS impianto completo.

Capitolo 3

Tecniche MPPT

Nel capitolo 1 di questo elaborato si è parlato di cosa sono le tecniche MPPT e del perché sono utili.

Esistono varie tipologie di algoritmi MPPT, ognuna con i suoi pro e i suoi contro, negli anni si sono anche sviluppati algoritmi che combinano più tecniche insieme per sfruttare al meglio i punti forti di ogni tecnica ed ottenere efficienze maggiori per i generatori PV.

Inoltre, il concetto di MPPT non è prerogativa dei soli generatori fotovoltaici. Infatti, nell'attività di ricerca bibliografica, necessaria per la stesura di questo elaborato, sono state diverse le fonti trovate, che trattano l'applicazione di tecniche di MPPT, ad esempio, a sistemi eolici. Ovviamente le grandezze che entrano in gioco saranno diverse (nel caso dell'eolico si lavorerà di più su coppia e velocità di rotazione del generatore), ma il concetto alla base è sempre lo stesso, cioè controllare le grandezze, che definiscono la potenza del generatore, al fine di trovare la combinazione di grandezze che fa sì che la potenza estratta sia la massima possibile.

In questo Capitolo si entrerà più nello specifico della questione, parlando di alcune delle tecniche MPPT esistenti, ed in particolare di quelle che sono state approfondite maggiormente durante stesura di questa tesi. Queste sono: il Perturb and Observe (P&O) e l'Incremental Conductance (INC).

Si farà anche un accenno alla tecnica del Riferimento di tensione costante.

Nel Capitolo 2 si è visto, nella Sezione 2.4, come il controllo del convertitore DC/DC sia un controllo in cascata di tensione e corrente (Fig.2.20). Nella suddetta Sezione 2.4, tuttavia, non è stato specificato come viene ricavato il riferimento di tensione V^* . Esso, infatti, è l'output che si ottiene dall'implementazione delle tecniche MPPT.

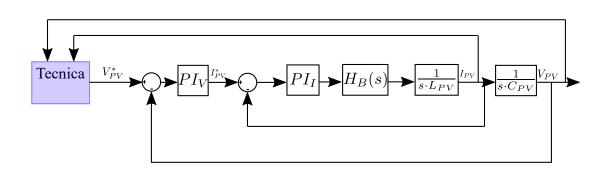


Figura 3.1: Controllo in cascata lato DC con tecnica MPPT.

Più avanti saranno mostrati i flowchart degli algoritmi che sono stati approfonditi e si vedrà come, ad ogni iterazione l'algoritmo MPPT fornisce in uscita una tensione di riferimento, che verrà passata al regolatore di tensione, questo fornirà poi il riferimento per l'anello interno di corrente, che alla fine ricaverà il duty-cycle del convertitore Boost.

In questo capitolo verranno approfonditi gli aspetti principali delle tecniche che sono state utilizzate nella stesura di questa tesi e i risultati ottenuti nella fase preliminare di lavoro, cioè nella fase di simulazione su PLECS.

Successivamente si passerà ai risultati ottenuti nella fase finale del lavoro svolto, cioè la fase di laboratorio, nella quale gli algoritmi, presentati in questo Capitolo 3, sono stati adattati per funzionare su un circuito fisico che simula un impianto reale.

3.1 Test sulle simulazioni

Gli algoritmi sono stati testati per vedere come reagiscono in varie situazioni. In particolare, per testare le simulazioni, si è pensato di imporre all'irradianza un profilo tale da simulare un andamento giornaliero. Per cui si è scelto un andamento di irradianza giornaliero ottenuto nel corso di una giornata in una determinata località e lo si è imposto come ingresso della LUT del modello PV, così facendo si è cercato di simulare il comportamento del generatore fotovoltaico controllato con le tecniche MPPT nell'arco di una giornata.

L'andamento giornaliero di irradianza è stato ottenuto al sito [11]. Questo sito raccoglie dati su irradianza, temperatura da tutto il mondo, per cui è stato possibile, grazie ad esso, scaricare delle tabelle di irradianza in un cerco arco temporale ed in una certa località. Tabelle che sono poi state elaborate con Matlab e trasformate in una LUT per poter essere utilizzata nelle simulazione PLECS, per fornire il segnale di irradianza in ingresso alla LUT a tre dimensioni usata nel modello del pannello PV:

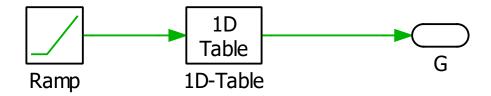


Figura 3.2: LUT 1-D.

Inoltre, agli andamenti di potenza qui mostrati si è imposto un limite minimo di irradianza in ingresso al modello del generatore PV su PLECS. Questa limitazione, di fatti, viene implementata anche nella realtà, poiché al di sotto di una certa irradianza un generatore PV non produce potenza. Una situazione che può verificarsi al mattino o alla sera, quando l'irradianza è molto bassa per cui i pannelli possono essere considerati spenti. Questo è dovuto al fatto che sperimentalmente si è cisto che al di sotto di una certa irradianza gli algoritmi di MPPT hanno difficoltà nel tracciamento del punto di massima potenza. Alla reference [12] viene presentato degli algoritmi modificati appositamente per affrontare questa problematica, che comunque esula dagli obbiettivi di questo elaborato.

In questo caso il limite minimo di irradianza G è stato impostato ad un valore di irradianza pari a 200 W/m^2 , anche perché il datasheet del modello di PV simulato su PLECS presenta le curve I-V a vari valori di G, ma con valore minimo appunto

 $200 \ W/m^2$.

Nel caso di questo elaborato è stato scelto un giorno del mese di Agosto nella località italiana di Rosolini nella provincia di Siracusa:

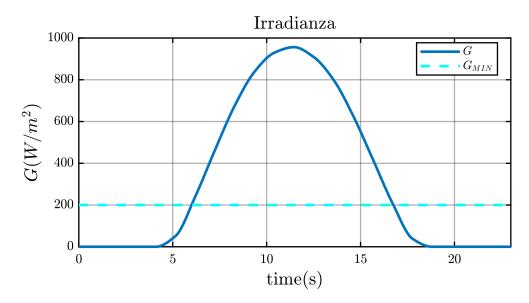


Figura 3.3: Andamento giornaliero di irradianza, giorno di Agosto (Rosolini (SR)).

Ovviamente, le simulazioni sono svolte su un orizzonte temporale molto più breve rispetto alle 24h di una giornata, questo però non è un problema perché come già detto in precedenza, un algoritmo MPPT porta a regime (punto di lavoro nell'intorno di MPP) le grandezze del generatore fotovoltaico, al massimo in qualche secondo. Perciò se nella simulazione, nella quale le variazioni di irradianza sono più rapide che nella realtà, l'algoritmo soddisfa i requisiti di inseguimento del MPP, allora nell'arco di una giornata reale non avrà problemi.

Infine, va specificato che le simulazioni sono state eseguite prendendo come modello di pannello fotovoltaico di riferimento quello alla [7]. Quest'ultimo ha le seguenti specifiche:

Specifiche singolo pannello alle STC					
P_{MAX}	0.65	kW			
V_{MPP}	37.9	V			
I_{MPP}	17.16	\mathbf{A}			
V_{OC}	45	V			
I_{SC}	18.39	A			
η	20.9	%			
$\mu_{V_{OC}}$	-0.26	$\%/\mathrm{K}$			
$\mu_{I_{SC}}$	0.05	$\%/\mathrm{K}$			
Specifiche generatore ($N_P = 8, N_S = 3$)					
P_{MAX}	15.6	kW			
V_{MPP}	303.2	V			
I_{MPP}	51.48	A			
V_{OC}	360	V			
I_{SC}	55.17	A			

Tabella 3.1: Specifiche del generatore simulato.

3.2 Riferimento di tensione costante

La tecnica di controllo più semplice che si possa immaginare quando si parla di tecniche MPPT è quella per cui si impone semplicemente un riferimento di tensione costante.

Tipicamente si vuole imporre un riferimento di tensione che sia il più vicino possibile alla tensione del punto MPP. Idealmente si potrebbe creare un algoritmo che, dato un generatore PV, costituito da un certo modello di pannelli PV, impone esattamente la tensione di MPP per quel tipo di pannelli. Ciò vorrebbe dire scrivere un algoritmo conoscendo già a priori il pannello che si andrà ad utilizzare, ed inoltre preclude la possibilità di cambiare pannello, a meno che non si voglia aggiornare algoritmo ogni volta che si cambia un pannello.

In alternativa si può creare un algoritmo, che ricava la tensione di circuito aperto del pannello e successivamente impone una tensione di riferimento fissa pari ad un 80% della V_{OC} . Questa, appunto, è stata l'idea per la realizzazione di questo tipo di tecnica durante la stesura di questa tesi. Si è imposto, direttamente dal controllo, un riferimento di tensione costante pari al 80% della tensione di circuito aperto. Successivamente sono state eseguite delle simulazioni, per cercare di mettere alla prova la tecnica. Si è imposto, infatti, un profilo di irradianza giornaliera reale, per vedere come il controllo si traccia il MPP quando la tecnica MPPT usata è quella sopra citata.

Come già detto, però, questo tipo di algoritmi sono i più semplici, ma anche quelli che ci danno i risultati peggiori, se comparati ai risultati che si ottengono usando un qualsiasi altro algoritmo più complesso.

Tuttavia, l'idea di imporre un riferimento costante di tensione, negli anni, non è stata messa da parte, ma è stata integrata in algoritmi più complessi. Infatti, se si volesse rendere un algoritmo, come ad esempio il P&O (o INC), più veloce, si potrebbe utilizzare proprio l'idea alla base della tecnica a riferimento costante.

In questo elaborato, per implementare il riferimento costante, si è scelto di imporre una tensione pari all'80% della tensione di circuito aperto del generatore, come fatto alla [13]. Questo poiché solitamente per un generatore fotovoltaico, la tensione di MPP è circa l'80% di quella di circuito aperto. Di fatti, andando a vedere dei datasheet di vari modelli di pannello fotovoltaico, come [7], [8] o [14], ci si può facilmente rendere conto che la tensione di MPP per ogni modello vale sempre:

$$V_{MPP} \approx 0.8 \cdot V_{OC} \tag{3.1}$$

Allora si può utilizzare questa quota di tensione di circuito aperto come riferimento iniziale della tensione. Così facendo avremo un algoritmo di MPPT che trova MPP più rapidamente perché parte da un punto già più vicino.

Perciò si ricava la tensione di circuito aperto alla prima iterazione, si impone una tensione di riferimento fissa pari ad un 80% della V_{OC} , e successivamente si fa partire l'algoritmo di MPPT. Così facendo il numero delle iterazioni, necessarie per raggiungere il MPP, sarà minore, proprio perché si parte da un punto già vicino all' MPP.

Alla fine si ottiene, dunque, un algoritmo che raggiunge il regime più velocemente.

3.3 Perturb and Observe

Lo scopo del Perturb and Observe (P&O) è, come per tutte le tecniche MPPT, quello di far lavorare il modulo PV sul suo MPP (Maximum Power Point). Il Perturb and Observe è un algoritmo iterativo, che ad ogni iterazione misura tensione e corrente in uscita dal modulo PV per calcolarsi il punto di lavoro sulla curva P-V (potenza-tensione) del modulo PV e poi cambia (Perturba) la tensione richiesta in uscita al modulo in funzione del punto di lavoro. Alla nuova iterazione osserva quello che è successo dopo la perturbazione avvenuta al ciclo precedente ed applica la nuova perturbazione necessaria. Ad ogni iterazione k, la perturbazione imposta alla tensione provoca una variazione della potenza fornita dal modulo, dal segno di questa variazione dipende il segno della perturbazione di tensione che dovrà essere imposta:

- se $\Delta P > 0$ vuol dire che la potenza è aumentata, l'algoritmo sta andando nella direzione giusta, cioè quella che porta ad aumentare la potenza in uscita dal modulo, per cui la nuova perturbazione di tensione sarà nella stessa direzione della precedente. Questo vuol dire che se l'algoritmo alla iterazione precedente aveva imposto un $\Delta V > 0$ continuerà ad aumentare la tensione, altrimenti continuerà a diminuirla;
- se, invece, $\Delta P < 0$ vuol dire che la potenza è diminuita, l'algoritmo sta andando nella direzione sbagliata, cioè quella che porta a diminuire la potenza in uscita dal modulo, per cui la nuova perturbazione di tensione sarà nella direzione opposta alla precedente. Perciò se l'algoritmo all'iterazione precedente aveva imposto un $\Delta V > 0$ alla nuova iterazione imporrà un $\Delta V < 0$ e viceversa.

Tutto il processo iterativo può essere, graficamente, riassunto con il diagramma di flusso utilizzato in questo elaborato:

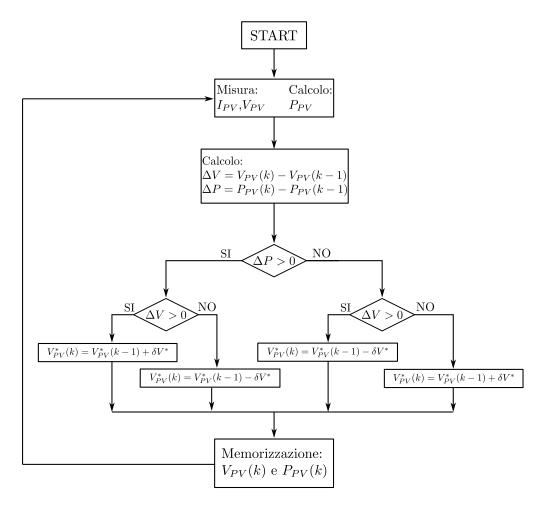


Figura 3.4: Flow-chart algoritmo Perturb and Observe.

Questo processo iterativo continua finché la potenza non sarà in un intorno del MPP. Arrivato a questo punto, però, la tensione continuerà ad oscillare attorno alla tensione di MPP, provocando, quindi, un'oscillazione di potenza in uscita.

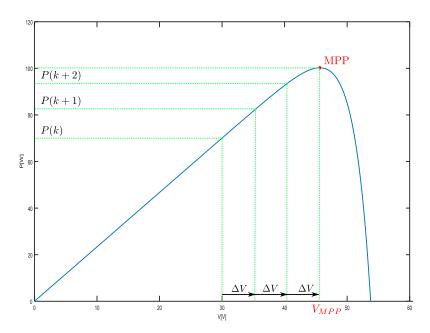


Figura 3.5: Curva P-V, applicazione Perturb and Observe.

Come accennato in precedenza, è possibile anche integrare il P&O con il riferimento di tensione costante. Apportando alcune modifiche al codice, infatti, è possibile far sì che il controllo imponga inizialmente una tensione di riferimento vicina a quella di MPP, per poi far partire il P&O. Così facendo si rende il P&O più veloce. Le modifiche del codice sono riportate nell'Appendice B. Qui si possono vedere i risultati ottenuti utilizzando questa modifica:

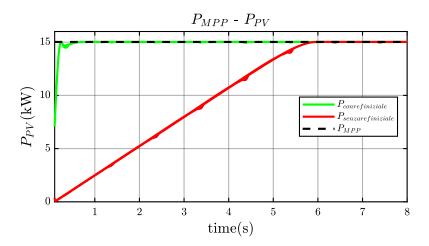


Figura 3.6: Esempio di P&O con e senza tensione iniziale imposta $0.8 \cdot V_{OC}$

Si può notare come lo stesso generatore sia molto più reattivo quando gli viene

data come tensione di partenza del P&O una tensione pari all'80% della tensione di circuito aperto. Un algoritmo MPPT più rapido nel raggiungere le condizioni di regime vuol dire meno energia persa, perciò efficienze maggiori.

Questa tecnica mista può essere applicata anche nel caso del INC con risultati simili.

L'utilizzo del passo fisso ha certi svantaggi, come la lentezza nel trovare MPP, visto che ci vogliono diverse iterazioni, e l'ampia oscillazione di potenza una volta trovato MPP. Se si scelgono passi di tensione δV^* ampi, il tracciamento risulterà più rapido, perché il punto di lavoro si avvicina più velocemente a MPP, di contro questo porterà a un'ampia oscillazione a regime. Scegliendo passi δV^* piccoli, invece, si riduce l'ampiezza delle oscillazioni a regime, ma si ottiene un tracciamento più lento, con il punto di lavoro che si avvicina lentamente a MPP.

Una possibile soluzione per aggirare le criticità del passo fisso, è l'utilizzo del passo variabile, dunque si usa un Perturb and Observe **adattivo**.

3.3.1 P&O modificato

Il Perturb and Observe, non dà buoni risultati quando le condizioni atmosferiche cambiano rapidamente. In questi casi l'algoritmo non capisce immediatamente a cosa è dovuta la variazione di potenza (se ad una perturbazione come tutte le altre o ad una variazione di Irradianza) e, quindi, può fare dei passi nella direzione sbagliata prima di correggersi e andare in quella giusta. Nel frattempo, ovviamente, dell'energia viene persa, poiché il modulo non sta lavorando su MPP.

Per ridurre l'impatto, che una rapida variazione delle condizioni di irradianza può avere sull'efficienza del generatore fotovoltaico si può usare un algoritmo di Perturb and Observe modificato secondo quanto riportato nella [15].

Il flowchart dell'algoritmo modificato è il seguente:

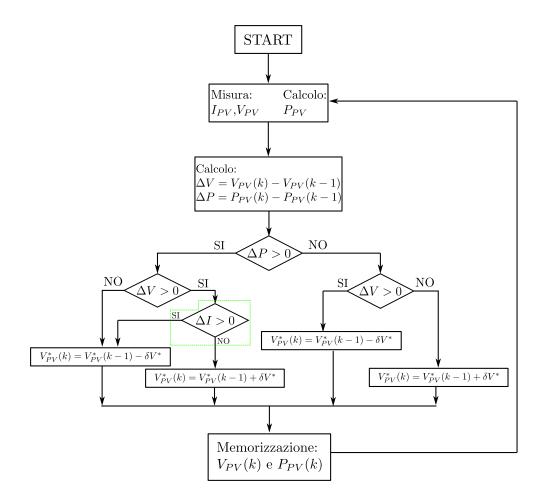


Figura 3.7: Flowchart P&O modificato.

Si può notare la parte evidenziata in verde nel flowchart, essa è la modifica implementata nel codice, che aiuta l'algoritmo a capire a cosa è dovuta la variazione di potenza, e ad attuare una variazione di tensione opportuna. Questa modifica fa sì che il P&O riesca a inseguire meglio il MPP quando si ha una brusca variazione di irradianza. Ciò si traduce in perdite minori, perché il transitorio dovuto alla variazione sarà più breve, per cui si hanno efficienze maggiori.

3.3.2 P&O a passo variabile

Per attenuare le criticità del Perturb and Observe risulta utile utilizzare, come già accennato in precedenza, un algoritmo modificato, che faccia sì che il passo, con il quale viene perturbata la tensione di riferimento, vari in funzione della posizione del punto di lavoro del generatore.

Il codice è basato sul calcolo, per ogni k-esima iterazione, della pendenza della curva P-V, cioè del rapporto:

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{P_{PV}(k) - P_{PV}(k-1)}{V_{PV}(k) - V_{PV}(k-1)}$$
(3.2)

Successivamente questa pendenza viene moltiplicata per un fattore definito a priori, così da ottenere il nuovo passo di tensione dV:

$$\delta V^* = N \cdot \frac{\Delta P}{\Delta V} \tag{3.3}$$

Come visto nella [16], il flowchart di questa versione dell'algoritmo sarà il seguente:

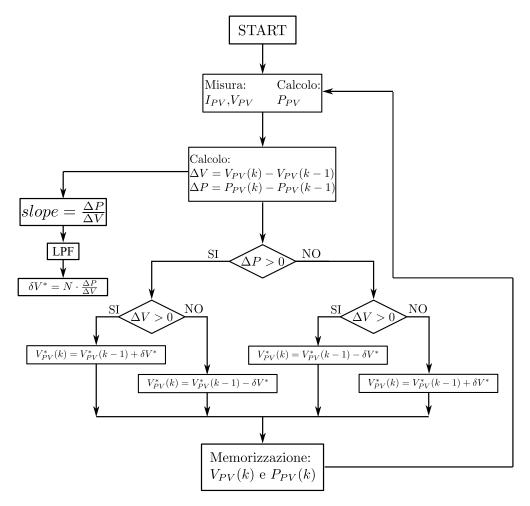


Figura 3.8: P&O a passo variabile.

Tuttavia, il flowchart usato nella [16] varia ad ogni iterazione un incremento di corrente di riferimento, mentre nel codice usato per questo elaborato, ad ogni iterazione viene variato il salto di tensione di riferimento.

La pendenza della curva è alta quando il punto di lavoro è lontano da MPP, in questo caso il salto di tensione imposto nella perturbazione sarà grande, cosicché l'algoritmo si possa avvicinare velocemente al punto desiderato. Man mano che ci si avvicina a MPP la derivata di P rispetto a V, quindi la suddetta pendenza, diminuisce e, con questo nuovo algoritmo, il salto di tensione diminuirà con essa.

Per cui si ottiene un algoritmo, che, da un lato ha transitori più brevi perché si avvicina con salti di tensione più ampi a MPP, dall'altro lato ha un ripple di tensione, e quindi di potenza, minore, perché arrivato a regime si muove attorno a MPP facendo, però dei salti più piccoli.

Inoltre, visto che sulla variabile slope possono presentarsi dei picchi che si traducono in picchi del δV^* , per evitare questo problema si è deciso di filtrare la variabile, facendola passare attraverso un filtro passa basso, e ricavare il nuovo passo di tensione dalla variabile filtrata.

3.4 Incremental Conductance

Questo è un metodo molto usato, in quanto non presenta la criticità principale del Perturb and Observe, cioè le oscillazioni di potenza intorno a MPP, sotto condizioni di irradianza variabile [17].

Il metodo Incremental Conductance (INC) è anch'esso un algoritmo iterativo. Ad ogni iterazione misura tensione e corrente in uscita dal modulo PV e calcola le variazioni di tensione e corrente tra l'iterazione precedente e quella attuale. Quindi calcola e compara le conduttanze, incrementale e istantanea, del modulo PV.

Se si considera, infatti, la potenza in uscita dal modulo PV, questa sarà:

$$P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv} \tag{3.4}$$

Derivando la potenza, rispetto alla tensione del modulo, si ottiene:

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = \frac{d(V_{pv} \cdot I_{pv})}{dV_{pv}} = I_{pv} + V_{pv} \cdot \frac{dI_{pv}}{dV_{pv}}$$

$$(3.5)$$

Volendo trovare MPP, che è il massimo della curva P-V, si deve avere:

$$\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0 (3.6)$$

Per cui, dalla (3.5), si ottiene:

$$\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{V_{pv}} \tag{3.7}$$

Qui si vede a primo membro la *conduttanza incrementale*, mentre a secondo membro quella *istantanea*.

Il funzionamento di questa strategia di MPPT può essere, graficamente, riassunto con il diagramma di flusso dell'algoritmo utilizzato in questo elaborato:

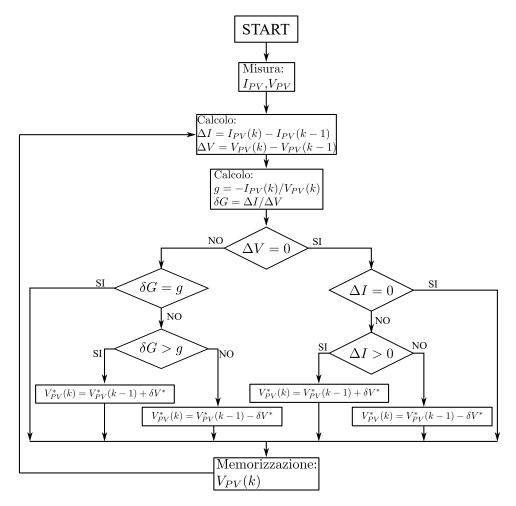


Figura 3.9: Flow-chart algoritmo Incremental conductance.

Le grandezze definite g e δG sono rispettivamente, la conduttanza istantanea (per questo elaborata è stata calcolata direttamente cambiata di segno) e quella incrementale. Dalla relazione presente tra le due conduttanze si può anche ricavare la posizione, rispetto a MPP, del punto di lavoro attuale del modulo PV [18]:

- se $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} > -\frac{I_{pv}}{dV_{pv}}$, cioè $\delta G > g$, vuol dire che $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} > 0$, in altre parole il punto di lavoro si trova sul tratto crescente della curva P-V del modulo;
- se $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} < -\frac{I_{pv}}{dV_{pv}}$, cioè $\delta G < g$, vuol dire che $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} < 0$, per cui il punto di lavoro si trova sul tratto decrescente della curva P-V del modulo.
- se $\frac{dI_{pv}}{dV_{pv}} = -\frac{I_{pv}}{dV_{pv}}$, cioè $\delta G = g$, vuol dire che $\frac{dP_{pv}}{dV_{pv}} = 0$, in altre parole il punto di lavoro si trova esattamente su MPP, questa è una situazione che nella pratica non si presenta, ci sarà sempre un'oscillazione nell'intorno di MPP.

In Fig.3.10 si vede il funzionamento della tecnica nel caso in cui il punto di lavoro, inizialmente si trovi nel tratto a pendenza positiva della curva P-V:

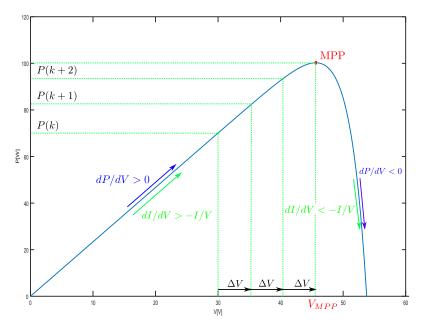


Figura 3.10: Curva P-V, applicazione Incremental Conductance.

3.4.1 INC a passo variabile

Anche per INC è possibile l'implementazione di un algoritmo a passo variabile. L'idea di base è la stessa che viene usata per il P&O a passo variabile, cioè calcolare ad ogni iterazione k la pendenza della curva P-V in corrispondenza del punto di lavoro, tramite la (3.2), per poi calcolarsi il nuovo passo di tensione, moltiplicando la pendenza per un coefficiente definito a priori (3.3).

Il diagramma di flusso dell'algoritmo sarà, dunque, il seguente:

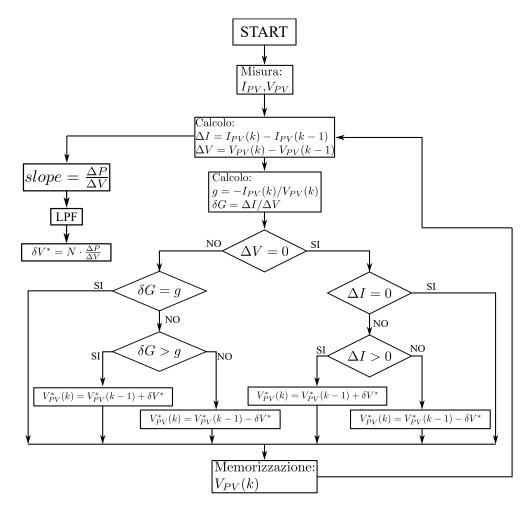


Figura 3.11: Flow-chart INC a passo variabile.

Come si può notare l'unica differenza con il diagramma di flusso di INC convenzionale (Fig.3.9), sta nel calcolo di dV. Infatti, mentre nel INC convenzionale dV è una costante, nel passo variabile va calcolato ad ogni k-esima iterazione.

3.5 Prove di efficienza

Secondo la normativa (IEC EN 50530) [19] l'efficienza associata ad un algoritmo di MPPT si può suddividere in due tipologie:

- Efficienza statica di MPPT;
- Efficienza dinamica di MPPT .

Queste differiscono nella procedura utilizzata per la loro misurazione. Nel primo caso le prove vanno fatte con valori di irradianza, sul generatore simulato, costanti, mentre nel secondo caso la norma prescrive degli andamenti di irradianza precisi per testare il generatore.

Efficienza statica

Secondo la normativa sopra citata, la efficienza statica di MPPT, viene calcolata come:

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int_0^{T_M} p_{DC}(t)dt}{\int_0^{T_M} p_{MPP}(t)dt}$$
 (3.8)

Dove $p_{DC}(t)$ è la potenza istantanea che va verso l'inverter, mentre $p_{MPP}(t)$ è la potenza istantanea di MPP, cioè la massima potenza che il generatore PV può fornire istante per istante.

Per la misura dell'efficienza dinamica si impone un valore di irradianza e uno di temperatura, i quali vengono mantenuti costanti per tutta la prova.

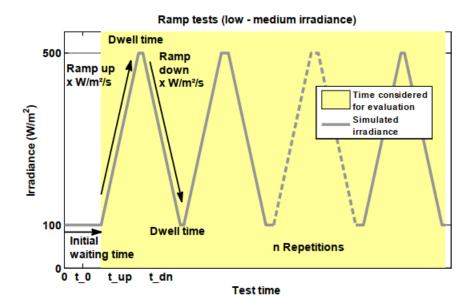
La normativa, inoltre, descrive la procedura di misura, la quale prevede che vengano fatte più prove in condizioni di irradianza diverse. Questo serve a capire come l'efficienza varia in funzione dell'irradianza sul generatore. Durante le prove di validazione sperimentale effettuate per questo elaborato, sono state scelte come condizioni di irradianza: $250 \text{ e } 1000 \text{ W/m}^2$.

Ogni prova, inoltre, deve rispettare i tempi imposti dalla norma, in quanto per un'accurata misura della efficienza è importante la stabilizzazione degli andamenti delle grandezze elettriche.

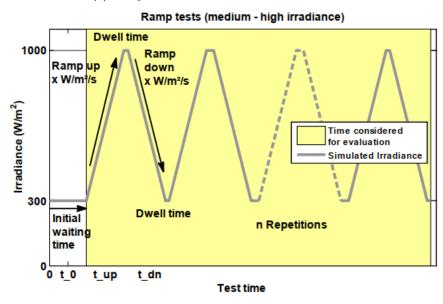
Infatti, nei primi istanti dall'avviamento, le tecniche MPPT potrebbero portare il simulatore PV ad avere delle potenze che risultano maggiori della potenza di MPP (come si vedrà nel capitolo sulla "Validazione sperimentale"). Facendo una prova di misura dell'efficienza troppo corta, dunque, si potrebbero ottenere delle efficienze perfino superiori all'unità, il che non è fisicamente possibile. Perciò eseguire delle prove di lunga durata, come prescritto dalla normativa, ci permette di avere a disposizione delle misure di efficienza più affidabili.

Efficienza dinamica

Per l'efficienza dinamica, invece, la stessa normativa prevede che le prove vengano eseguite imponendo, tramite l'emulatore PV (come si vedrà nel Capitolo 4), delle determinate curve di irradianza.



(a) Test per fluttuazioni tra bassa e media irradianza.



(b) Test per fluttuazioni tra media e alta irradianza.

Figura 3.12: Andamenti di irradianza per misure di efficienza dinamica [19].

Tuttavia, come si vedrà successivamente l'emulatore utilizzato durante la fase di laboratorio, non comprendeva tra le sue funzionalità quella di poter imporre un determinato andamento di irradianza. L'unica opzione possibile era imporre, manualmente, dei singoli valori di irradianza tramite la sua interfaccia web. Il che ha reso impossibile eseguire delle misure di efficienza dinamica di MPPT.

3.6 Risultati simulazioni PLECS

Una volta strutturati gli algoritmi è arrivato il momento di testarli, sempre su PLECS. Come già detto il test eseguito sulle simulazioni prende in considerazione un andamento di irradianza giornaliero (Fig.3.3), reale, senza considerare eventuali variazioni di temperatura.

Considerando gli algoritmi precedentemente citati, verranno di seguito mostrati, e comparati, i risultati ottenuti.

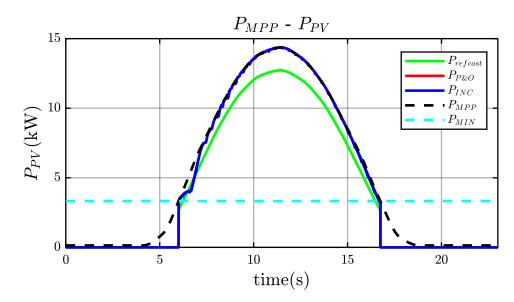


Figura 3.13: Potenze per algoritmi a passo fisso e con riferimento costante di tensione.

 P_{MIN} è la potenza corrispondente al livello minimo di irradianza G_{MIN} , sotto questa irradianza si può vedere dalla Fig.3.13 come il generatore non produce potenza.

In Fig.3.13 vengono messi in evidenza gli andamenti delle potenze ottenute utilizzando come tecniche MPPT: il riferimento di tensione costante imposto all'80% della V_{OC} del generatore, il Perturb and Observe a passo fisso (passo di 1V) e l'Incremental Conductance a passo fisso (passo di 1V).

I risultati sono quelli che ci si poteva attendere, infatti, imponendo un riferimento di tensione fisso (in verde nel plot), anche nella simulazione, si può notare che la potenza risulta sempre abbastanza lontano dal punto di massimo. Usando, invece, le tecniche di P&O o INC (rispettivamente in rosso ed in blu nel plot), anche se a passo fisso, si ottengono degli andamenti di potenza che seguono molto bene quello giornaliero (in nero tratteggiato nel plot). La curva che descrive l'andamento della

potenza nel caso in cui si usi l'algoritmo di P&O (in rosso in Fig.3.13) non è visibile a causa della sovrapposizione della curva della potenza dell'algoritmi INC (in blu).

Utilizzando l'equazione (3.8) e facendo una semplice integrazione con la funzione "trapz" di MATLAB sugli andamenti giornalieri di potenza ottenuti, abbiamo un'indicazione delle efficienze degli algoritmi utilizzati.

Metodo	$\eta_{MPPT}(\%)$
Ref. costante	87.3
P&O	98.6
INC	98.6

Tabella 3.2: Efficienza MPPT su andamento giornaliero.

Ovviamente c'è da tenere in considerazione che queste, essendo riferite a delle semplici simulazioni, non saranno le efficienze reali delle tecniche utilizzate. Questo anche perché, come già detto, nelle simulazioni l'irradianza varia molto più velocemente che in una giornata reale, per cui potrebbe succedere che nelle simulazioni gli algoritmi avranno dei problemi nel tracciamento del MPP che si muove velocemente, mentre nella realtà questi problemi non si presentano perché MPP non si muoverà così.

Le efficienze realmente significative verranno mostrate nel capitolo successivo e saranno quelle ottenute durante le prove di validazione sperimentale.

Per quanto riguarda gli algoritmi a passo variabile, invece, gli andamenti di potenza ottenuti sono mostrati in Fig. 3.14, mentre i risultati del calcolo di efficienza sono mostrati in Fig.3.3.

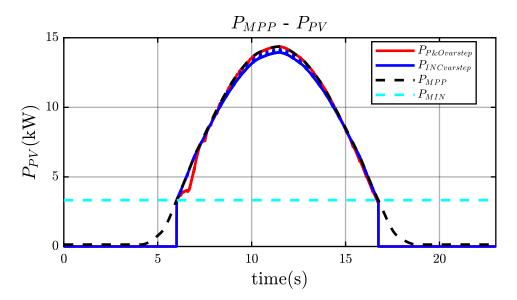


Figura 3.14: Potenze per algoritmi a passo variabile.

Metodo	$oldsymbol{\eta_{MPPT}}(\%)$
P&O var step	98.56
INC var step	97.59

Tabella 3.3: Efficienza MPPT su andamento giornaliero.

Capitolo 4

Validazione sperimentale

Dopo un preliminare lavoro di simulazione, fatto su PLECS, il passo successivo è stato quello della validazione sperimentale degli algoritmi scritti precedentemente. In laboratorio si è cercato, quindi, di testare gli algoritmi su un impianto che simulasse un impianto reale.

4.1 Set-up sperimentale

Il set-up utilizzato, è composto da:

- un emulatore di rete;
- il filtro LCL;
- un inverter;
- un DC-Link;
- DC/DC bidirezionale a gamba di inverter;
- un emulatore di DC-Supply che viene impostato per lavorare come un generatore PV.

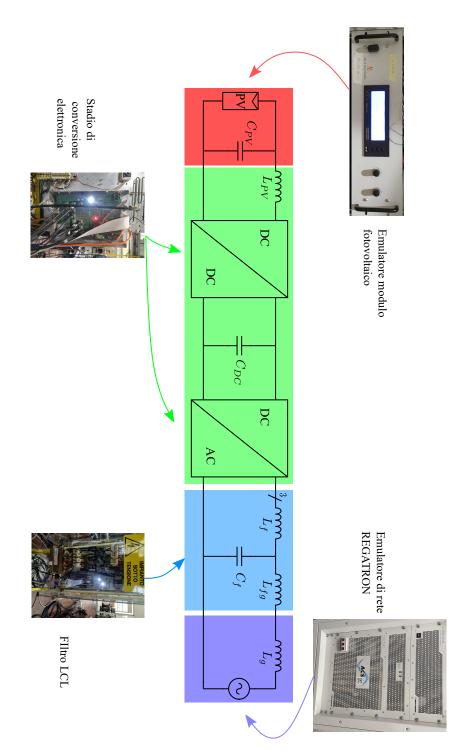


Figura 4.1: Schema impianto di validazione.

4.1.1 Blocchi dell'impianto reale

Il comportamento della rete trifase viene simulato tramite l'emulatore di rete:



Figura 4.2: Regatron.

Questo viene impostato per simulare il comportamento di una rete trifase la cui tensione viene scelta tramite la sua interfaccia ACSControl, che può essere utilizzata tramite PC. Per la validazione degli algoritmi scritti per questo elaborato è stata usata una tensione sinusoidale a 50 Hz che parte a rampa e va da 0 a 120 V efficaci.

Il filtro LCL, collega l'inverter alla rete trifase:



(a) Filtro LCL.



(b) Blocco di conversione.

Figura 4.3: Filtro LCL e blocco di conversione elettronica.

Il blocco di conversione è formato da due inverter trifasi. Di questi uno è fatto funzionare da inverter, mentre dell'altro viene usata una sola delle tre gambe per ottenere il funzionamento da Boost.

Il blocco di conversione viene raffreddato a liquido tramite il Chiller in Fig.4.4:



Figura 4.4: Chiller.

4.1.2 Simulatore PV

Il simulatore PV in Fig.4.5 è stato lo strumento centrale delle prove di validazione.



Figura 4.5: Simulatore PV.

Questo è una sorgente DC programmabile, che tramite un'interfaccia web può essere impostato per funzionare da Generatore PV fornendo in uscita le curve I-V che sono state necessarie per le prove sperimentali.



Figura 4.6: Interfaccia Web del simulatore PV.

Tramite questa interfaccia, è possibile fornire al simulatore le grandezze importanti necessarie per la costruzione della curva I-V sulla quale lo si vuole far lavorare, ossia:

- Tensione e corrente alle STC;
- Tensione e corrente di MPP;
- $G \in T$ alle STC considerate;

- coefficienti termici di tensione e corrente;
- coefficienti correttivi dipendenti dalla tecnologia costruttiva del pannello simulato.

Oltre a queste vanno fornite le condizioni di G e T alle quali si vuole far lavorare il generatore PV simulato.

Il simulatore sarà così in grado di costruirsi la curva I-V richiesta, come previsto dall'Allegato C della normativa (IEC EN 50530)[19]. Nella quale vengono descritte le relazioni con i quali i simulatori costruisco le curve. La relazione tra corrente e tensione ai terminali del generatore PV simulato è:

$$I_{PV} = I_{SC} - I_0 \left(exp \left(\frac{U_{PV}}{U_{OC} \cdot c_{AQ}} \right) - 1 \right)$$

$$\tag{4.1}$$

Dove I_{SC} è ricavato come:

$$I_{SC} = I_{SC,STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \left(1 + \alpha \left(T_{PV} - T_{STC}\right)\right)$$
(4.2)

 U_{OC} è:

$$U_{OC} = U_{OC,STC} \cdot \left(1 + \beta \left(T_{PV} - T_{STC}\right)\right) \cdot \left(ln\left(\frac{G}{C_G}\right) \cdot C_V - C_R \cdot G\right)$$
(4.3)

e c_{AQ} vale:

$$c_{AQ} = \frac{FF_U - 1}{\ln(1 - FF_I)} \tag{4.4}$$

$$FF_U = \frac{U_{MPP,STC}}{U_{OC,STC}} \tag{4.5}$$

$$FF_I = \frac{I_{MPP,STC}}{I_{SC,STC}} \tag{4.6}$$

Dove i tre coefficienti C_G , C_R e C_V sono dei coefficienti correttivi che dipendono dalla tecnologia costruttiva del pannello simulato ("cSi" o Thin film "TF"). La norma prescrive i valori da considerare in base al tipo di pannello che si vuole utilizzare.

Il generatore simulato durante la fase sperimentale è costituito da 24 pannelli del modello ricavato dal datasheet alla [8]. Da questo datasheet ci si possono ricavare le grandezze fondamentali per costruirsi la curva I-V del singolo pannello alle STC (Tab.4.1).

La disposizione dei pannelli nel generatore è la stessa usata per le simulazioni su PLECS (Fig.2.23), perciò si hanno:

$$N_S = 3 (4.7)$$

$$N_P = 8 (4.8)$$

Ricordando le relazioni (2.39), (2.40), (2.41) e (2.42) ci possiamo ricavare le grandezze fondamentali del generatore simulato, che sono riassunte nella Tab.4.1:

Specifiche singolo pannello alle STC					
$\overline{P_{MAX}}$	0.385	kW			
V_{MPP}	34.9	V			
I_{MPP}	11.04	A			
V_{OC}	41.9	V			
I_{SC}	11.58	A			
η	21	%			
$\mu_{V_{OC}}$	-0.25	$\%/\mathrm{K}$			
$\mu_{I_{SC}}$	0.04	%/K			
Specifiche generatore $(N_P = 8, N_S = 3)$					
P_{MAX}	9.26	kW			
V_{MPP}	279.2	V			
I_{MPP}	33.12	A			
V_{OC}	335.2	V			
I_{SC}	34.74	A			

Tabella 4.1: Specifiche del generatore simulato.

4.2 Test effettuati

Una volta avviato l'impianto, l'emulatore del generatore fotovoltaico fornirà come punto di partenza, il punto a corrente nulla. Per cui si avrà, inizialmente, la tensione di circuito aperto ai capi del generatore PV.

Avviata la modulazione lato DC toccherà all'algoritmo MPPT testato portare la tensione V_{PV} al valore desiderato.

Per la validazione sperimentale di questi algoritmi di MPPT si è deciso di eseguire alcuni test variando temperatura e irradianza sul generatore simulato o lasciando G e T costanti e portando a regime il generatore.

Le variazioni di temperatura sul pannello non sono state ritenute interessanti per testare gli algoritmi MPPT, in quanto questi hanno dei transitori che, al massimo, durano qualche secondo, mentre, nella realtà, le variazioni di temperatura avvengono in tempi ben più lunghi. Simulando la variazione di temperatura che avviene, ad esempio, in una giornata, non si potrebbe apprezzare il lavoro fatto dall'algoritmo di MPPT. In ogni caso sono state, comunque, eseguite delle prove sperimentali per testare gli algoritmi anche per dei gradini importanti di temperatura, anche se questo tipo di situazione risulta irrealistica.

Riassumendo, dunque, le prove svolte sugli algoritmi di MPPT in laboratorio, si hanno tre tipologie di test:

- Test svolto scegliendo un valore di irradianza e uno di temperatura e mantenendoli costanti (Transitorio iniziale). Sono stati scelti i valori delle STC, cioè 1000 W/m² e 25°C, da queste prove sono anche stati presi dati riguardanti il comportamento a regime degli algoritmi (Andamento a regime);
- Test con variazioni a gradino di irradianza incidente, le quali possono avvenire molto velocemente, ad esempio per il passaggio di una nuvola, che scherma, anche solo per qualche secondo, la radiazione incidente. In una situazione del genere, si avrebbero due variazioni importanti di irradianza nell'arco di qualche secondo. Come test è stato scelto un gradino 400 W/m², passando così da 1000 W/m² a 600 W/m² per poi tornare di nuovo a 1000 W/m², come in Fig.4.7:

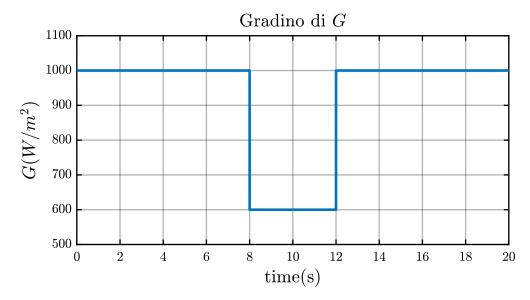
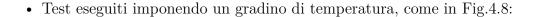


Figura 4.7: Esempio di gradino di irradianza imposto.



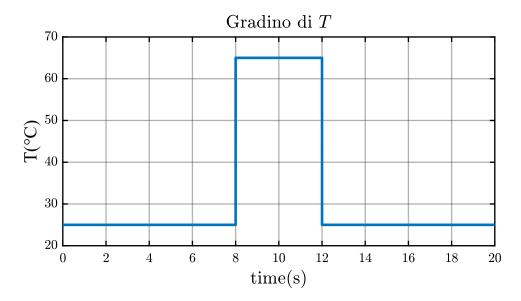


Figura 4.8: Esempio di gradino di temperatura.

Si è scelto di imporre un gradino di temperatura molto alto, con un aumento di 40° C, il che risulta irrealistico, ma serve semplicemente a mettere alla prova gli algoritmi testati.

4.3 Finestra di media mobile

Per evitare oscillazioni eccessive attorno al MPP, sia per le simulazioni su PLECS che poi nella validazione sperimentale, si è deciso di applicare gli algoritmi di MPPT non sui valori istantanei delle grandezze elettriche, ma su valori medi.

Si è definita una finestra di media mobile, durante la quale il controllo fa la sommatoria dei valori istantanei di tensione, corrente e potenza ad ogni iterazione. Solo alla fine della finestra vengono calcolati i valori medi di queste grandezze e viene, quindi, richiamata la funzione che implementa la tecnica MPPT scelta.

Nelle simulazioni si è scelta una finestra di 0.1 s equivalente a 1000 iterazioni. Ciò vuol dire che ogni 1000 iterazioni fa la media di corrente, tensione e potenza e su questi valori medi applica la tecnica MPPT.

Listing 4.1: Utilizzo della finestra di media mobile per implementazione tecnica MPPT su valori medi su PLECS.

```
Moving average filter for power calculation
  if(counterMA = floor(0.1*fs))
      P_MA = (SumP / (double) counterMA);
      SumP = 0;
      counterMA = 0;
      TriggerMA = 1;
  }
  else
10
11
      counterMA++;
      SumP += fabs (Vpv.new*Ipv.new);
12
      TriggerMA = 0;
13
 Ppv.new = P MA;
  if (Ppv.new<0)Ppv.new=-Ppv.new;
16
  if(fabs(Ppv.new-Ppv.old) > 0)
18
      if(TriggerMA == 1){
19
      PandO(&Ppv,&Vpv,&V, &flag, &flag_tensione);
20
      PandO_modified(&Ppv,&Vpv,&Ipv,&V,&flag,&flag_tensione,&
     flag corrente);
      PandO_var_step(&Ppv,&Vpv,&Ipv,&V,&flag ,&flag_tensione ,&deltaV_var
      INC(\&V,\&Ipv,\&Vpv);
23
      INC_var_step(&V,&Ipv,&Vpv,&Ppv,&deltaV_var,&slope,&slope_filt);
      \}// fine if (TriggerMA == 1)
25
26
```

Questo accorgimento è stato attuato anche sull'impianto reale nella validazione sperimentale fatta successivamente.

Inoltre, un ulteriore aggiustamento è stato quello di rendere, automatizzata, la definizione della larghezza della finestra di media mobile.

Listing 4.2: Finestra di media mobile automatica (e saturata).

```
MAwindow = ceil ( A/slope_filt.output);
if (MAwindow<200) MAwindow=200;
if (MAwindow>10000) MAwindow=10000;
```

La variabile "slope_filt.output" è l'uscita del filtro passa basso che filtra il calcolo della pendenza della curva, mentre A è un fattore di scala fissato a priori (durante i test svolti in laboratorio è stato fissato a 1e-5 V/W).

Inserendo queste 3 righe, che vengono eseguite ogni volta che viene effettuato il calcolo dei valori medi, la finestra di media mobile viene aggiornata in funzione della pendenza della curva P-V nel punto di lavoro del generatore PV.

Questo ci permette dunque di utilizzare una finestra più breve (limite inferiore della finestra fissato a 200 iterazioni) durante il transitorio iniziale, ciò vuol dire che il punto di lavoro si può avvicinare più velocemente a MPP rispetto al caso in cui si fissava la finestra a 1000 iterazioni.

Mentre quando la pendenza è minore, cioè il punto di lavoro è vicino a MPP, la finestra diventa più grande. Ciò vuol dire che il controllo farà meno calcoli, e imporrà variazioni ad intervalli più lunghi, facendo oscillare più lentamente il punto di lavoro attorno a MPP (limite superiore della finestra fissato a 10000 iterazioni).

4.4 Risultati

4.4.1 Transitorio iniziale

Riferimento costante e algoritmi a passo fisso

L'avviamento ha un primo transitorio dovuto al fatto che l'algoritmo MPPT ha bisogno di qualche passo per trovare il MPP.

Facendo la stessa prova di avviamento, utilizzando i vari algoritmi precedentemente esposti, sono stati acquisiti dati riguardanti gli andamenti delle principali grandezze dell'impianto.

Successivamente, elaborando questi dati, tramite Matlab, è stato possibile plottare gli andamenti delle principali grandezze dell'impianto, e così metterle a confronto per capire quali algoritmi risultano più efficaci.

I risultati ottenuti sono i seguenti:

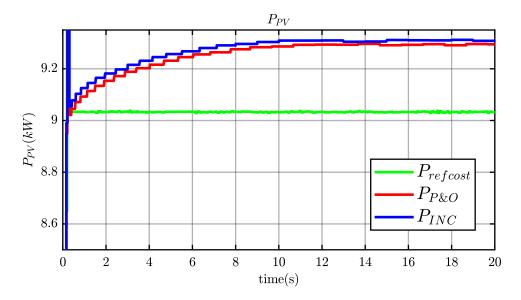


Figura 4.9: Andamenti potenza per rif. costante e algoritmi a passo costante.

Come si può notare la potenza nel caso di riferimento di tensione costante non raggiunge mai la potenza di MPP, questo si traduce, come si vedrà in seguito, in un'efficienza molto bassa rispetto agli altri metodi.

Inoltre, si può notare il fatto che transitoriamente la potenza, nel caso degli altri due metodi mostrati, supera quella di MPP. Questo, tuttavia, non risulta essere un problema, in quanto è solo una situazione transitoria. Infatti, come si vedrà successivamente, eseguendo prove più lunghe (10 minuti) per la misura dell'efficienza, questa risulterà, per tutti i metodi, minore dell'unità.

Ciò vuol dire che la potenza tende a stabilizzarsi su valori che non superano quello del MPP. Infine, va aggiunto che il passo di tensione utilizzato per gli algoritmi a passo costante è di 1V.

Le tensioni e le correnti, invece, saranno:

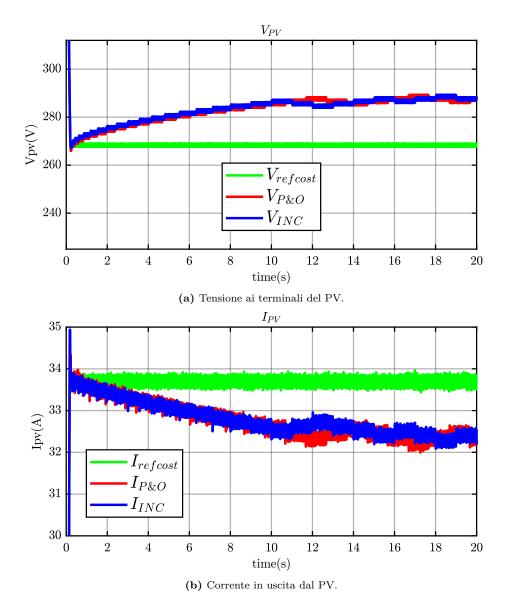


Figura 4.10: Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo costante a regime.

Ovviamente, anche per queste grandezze vale quanto precedentemente detto

per la potenza. Il riferimento è fissato all'80% della tensione di circuito aperto del pannello alle condizioni STC. La tensione di partenza per ogni prova era quella di circuito aperto essendo la corrente iniziale nulla.

Algoritmi a passo variabile

Per quanto riguarda gli algoritmi a passo variabile, i risultati ottenuti sono i seguenti:

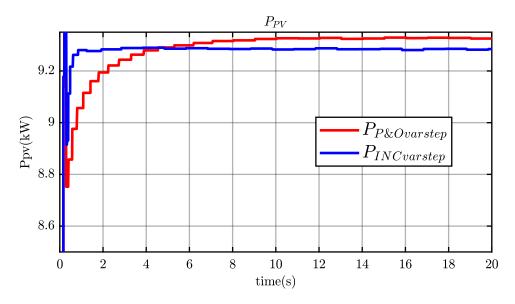


Figura 4.11: Andamenti potenza per algoritmi a passo variabile.

Anche in questo caso, transitoriamente, la potenza supera quella di MPP.

Si può, inoltre, notare subito che la potenza, nel caso degli algoritmi a passo variabile, si avvicina a quella di MPP molto più velocemente rispetto ai metodi a passo costante.

Questo è dovuto al fatto che il passo di tensione che gli algoritmi impongono sarà inizialmente elevato, perché elevata è la pendenza della curva (si ricorda che partendo con corrente nulla, l'algoritmo deve scalare il tratto della curva P-V a destra di MPP, e questo tratto è abbastanza ripido), per cui ci si avvicina molto più velocemente a MPP rispetto agli algoritmi a passo fisso.

Questo si rifletterà, ovviamente, sulle efficienze di questi metodi. Esse saranno infatti, più alte rispetto a quelle dei metodi a passo fisso.

Le tensioni e le correnti, invece, saranno:

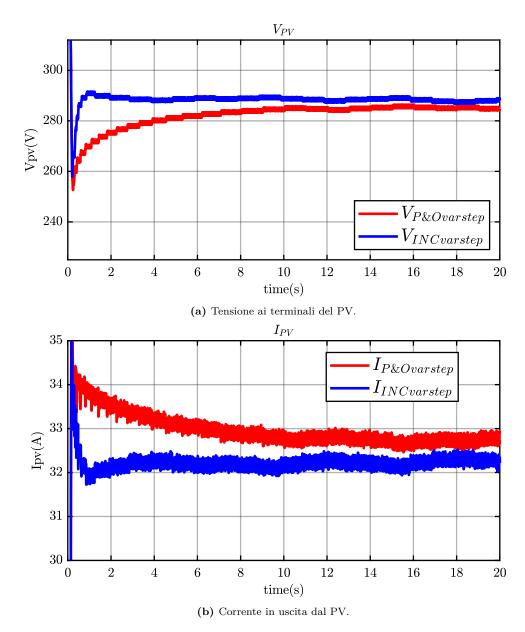
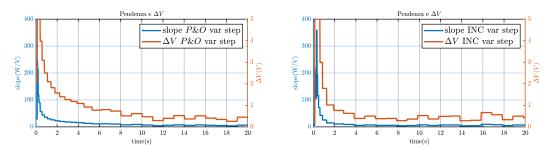


Figura 4.12: Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo variabile.

Oltre alle grandezze già presentate, è interessante mostrare anche gli andamenti del passo variabile e della pendenza per i due metodi studiati:



(a) Andamenti passo (deltaV) e pendenza (slope) nel (b) Andamenti passo (deltaV) e pendenza (slope) nel caso di P&O a passo variabile.

Figura 4.13: Andamenti tensioni e correnti per rif. costante e algoritmi a passo variabile.

Sulla scala a sinistra abbiamo la pendenza, mentre su quella a destra il passo. Gli andamenti, sia del passo che della pendenza, sono molto simili per entrambi i metodi.

Si ha un passo, che, come già detto, inizialmente è alto (durante le prove per questo elaborato si è preferito saturare il passo ad un massimo di 5 V). Successivamente scende e, a regime, varia di poco ad ogni iterazione, mantenendosi comunque minore rispetto al 1 V che si usava nel caso degli algoritmi a passo costante. Anche questo concorre ad ottenere, con questi metodi, un'efficienza maggiore rispetto a quelli a passo fisso.

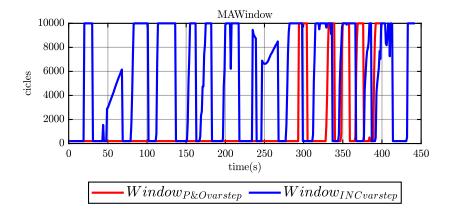


Figura 4.14: Andamenti della larghezza della finestra di media mobile per algoritmi a passo variabile.

4.4.2 Gradino di irradianza

La seconda prova che è stata eseguita sugli algoritmi riguarda il gradino di irradianza. Dall'interfaccia Web del simulatore PV era possibile solo imporre manualmente dei singoli valori di irradianza. Inoltre, non era possibile temporizzare il gradino, in altre parole non si poteva scegliere l'istante nel quale scattava la variazione di G. Questa andava imposta manualmente cambiando l'impostazione di irradianza sul generatore PV, il che ha reso impossibile imporre il gradino sempre nello stesso istante.

In ogni caso, una volta imposta la nuova irradianza il simulatore cambiava immediatamente la curva P-V e dal ControlDesk si poteva seguire l'andamento delle grandezze in risposta al gradino.

Riferimento costante e algoritmi a passo fisso

Mettendo insieme i risultati ottenuto con il riferimento costante e con gli algoritmi a passo fisso si ottiene:

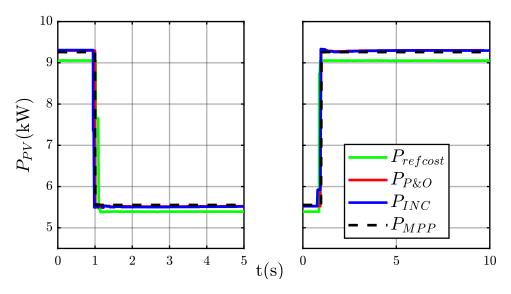


Figura 4.15: Andamenti potenza per gradino di irradianza con algoritmi a passo fisso.

Il riferimento costante si conferma la soluzione peggiore anche nel caso di gradino di irradianza.

Dai plot in Fig.4.16 si può notare come la tensione non venga molto influenzata dal gradino di irradianza, mentre la corrente cambia in modo importante. Questo è dovuto al fatto che la corrente di cortocircuito I_{SC} e, quindi, anche la corrente di

MPP variano proporzionalmente con l'irradianza G, mentre la tensione è maggiormente influenzata dalla temperatura che in queste prove con gradino di G è stata mantenuta costante.

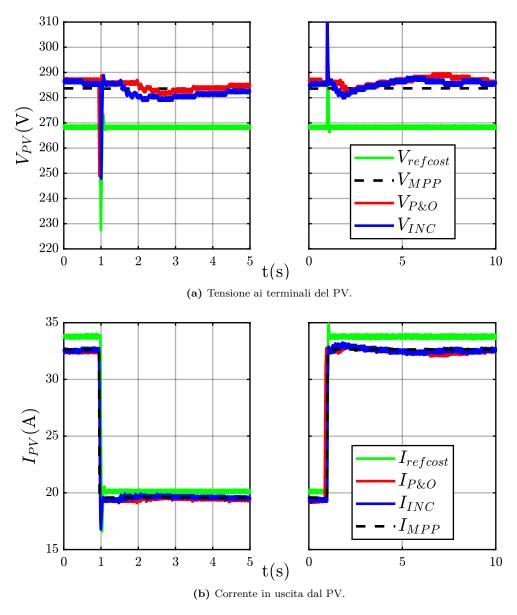


Figura 4.16: Tensione (a) e corrente (b) per gradino di irradianza con riferimento costante e algoritmi a passo fisso.

Algoritmi a passo variabile

Per il passo variabile, invece, si ottiene:

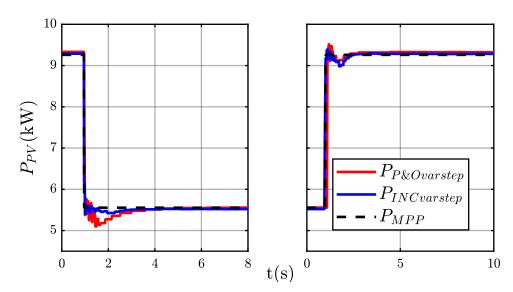


Figura 4.17: Andamenti potenza per gradino di irradianza con algoritmi a passo variabile.

Per quanto riguarda la potenza non si nota molta differenza nella risposta al gradino di irradianza. La potenza segue molto bene il gradino dovuto alla variazione di G sia nel caso di passo fisso che variabile. Il caso con riferimento di tensione costante, come si nota in Fig.4.15 segue il gradino, ma si mantiene sempre una certa differenza tra la potenza di MPP e quella che si riesce ad ottenere con questo metodo.

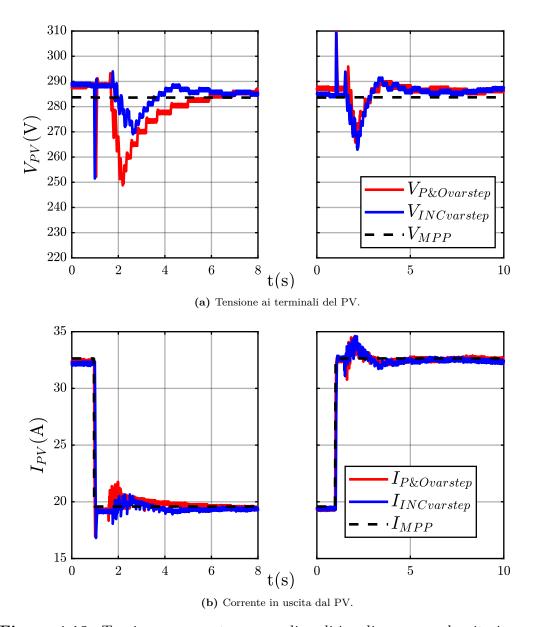
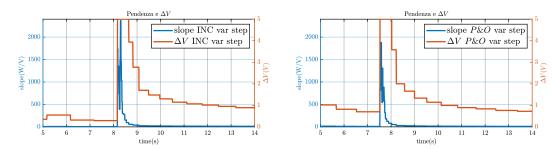


Figura 4.18: Tensione e corrente per gradino di irradianza con algoritmi a passo variabile.



(a) Andamenti passo (deltaV) e pendenza (slope) nel (b) Andamenti passo (δV^*) e pendenza (slope) nel caso caso di INC a passo variabile.

Figura 4.19: Pendenza e passo di tensione con gradino di irradianza per algoritmi a passo variabile.

4.4.3 Gradino di Temperatura

La terza prova che è stata eseguita sugli algoritmi riguarda il gradino di temperatura. Dall'interfaccia Web del simulatore PV era possibile, come nel caso del gradino di irradianza, solo imporre manualmente dei singoli valori di temperatura. Anche in questo caso non era possibile temporizzare il gradino, per cui non si poteva scegliere l'istante nel quale veniva imposta la variazione di T. Questa andava imposta manualmente cambiando l'impostazione di temperatura sul generatore PV, il che ha reso impossibile imporre il gradino sempre nello stesso istante, e sempre della stessa durata.

Una volta imposta la nuova temperatura il simulatore cambiava immediatamente la curva P-V e dal ControlDesk si poteva seguire l'andamento delle grandezze in risposta al gradino.

Riferimento costante e algoritmi a passo fisso

Mettendo insieme i risultati ottenuto con il riferimento costante e con gli algoritmi a passo fisso si ottiene:

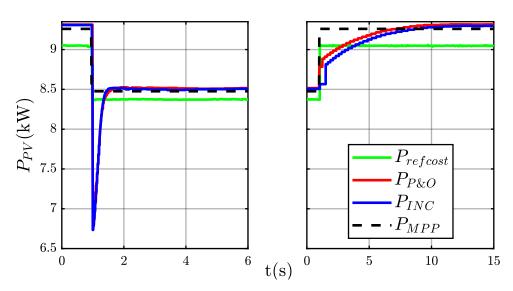


Figura 4.20: Andamenti potenza per gradino di temperatura con algoritmi a passo fisso.

Il riferimento costante si conferma la soluzione peggiore anche nel caso di gradino di temperatura.

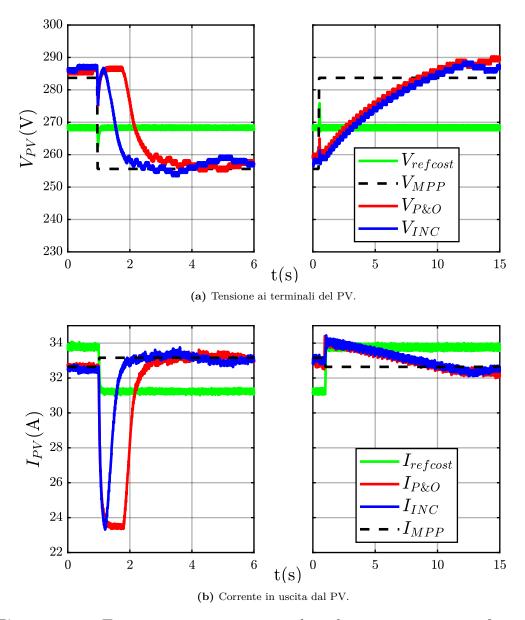


Figura 4.21: Tensione e corrente per gradino di temperatura con riferimento costante e algoritmi a passo fisso.

Dai plot in Fig.4.21 si può notare come, in questo caso, sia la corrente a non essere molto influenzata dal gradino, mentre è la tensione a variare di molto. Come, si è già spiegato in precedenza (nel capitolo 1) la tensione è maggiormente influenzata dalla temperatura.

Come si può notare, con un riferimento di tensione costante, nel momento in cui la temperatura aumenta, la potenza che il generatore può erogare diminuisce.

Poiché la tensione non può cambiare, visto che il controllo la mantiene costante sul riferimento imposto, allora diminuisce la corrente andando in contrasto con quello che succede, invece, usando uno qualsiasi dei metodi analizzati. Infatti, normalmente all'aumentare della temperatura su un generatore PV diminuirà la sua tensione di MPP, mentre la corrente di MPP aumenta (anche se di poco come nel caso riportato).

Algoritmi a passo variabile

Per il passo variabile, invece, si ottiene:

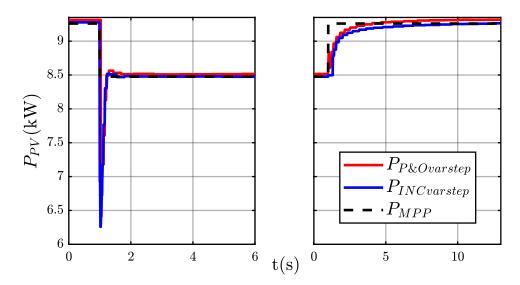


Figura 4.22: Andamenti potenza per gradino di temperatura con algoritmi a passo variabile.

Paragonando gli andamenti della potenza per le risposte ai gradini di G (in Fig.4.15 e 4.17) e T (in Fig.4.20 e 4.22) si può osservare che nel secondo caso si hanno dei transitori di risposta al gradino più lunghi. Questo è dovuto alle bande passanti dell'anello di tensione e di quello di corrente lato DC. Nel caso del gradino di T, come si è già detto, varia di più la tensione, per cui l'anello di controllo più importante in questo caso sarà quello di tensione, il quale essendo l'anello esterno del controllo è più lento rispetto a quello di corrente, dunque, avrà una risposta più lenta.

Per quanto riguarda la potenza non si nota molta differenza nella risposta al gradino di temperatura. La potenza segue molto bene il gradino dovuto alla variazione di G sia nel caso di passo fisso che variabile. Il caso con riferimento di

tensione costante, come si nota in Fig.4.20 segue il gradino, ma si mantiene sempre una certa differenza tra la potenza di MPP e quella che si riesce ad ottenere con questo metodo.

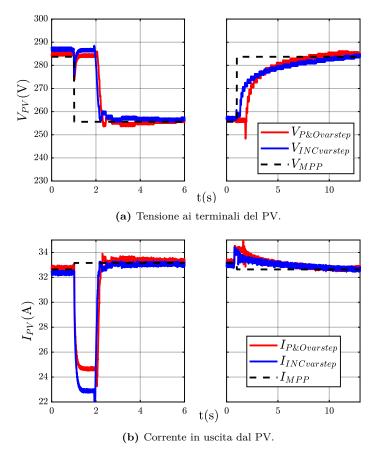
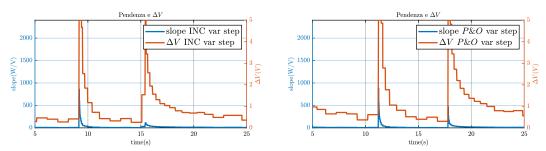


Figura 4.23: Tensione e corrente per gradino di temperatura con algoritmi a passo variabile.



(a) Andamenti passo (deltaV) e pendenza (slope) nel (b) Andamenti passo (δV^*) e pendenza (slope) nel caso caso di INC a passo variabile.

Figura 4.24: Pendenza e passo di tensione con gradino di temperatura per algoritmi a passo variabile.

4.5 Parametri degli algoritmi

Una cosa che è risultata evidente durante le prove di validazione è stata l'influenza dei parametri utilizzati sugli andamenti delle grandezze elettriche. I parametri di cui si parla sono in particolare:

- N: coefficiente di scala usato nel calcolo del passo di tensione per gli algoritmi a passo variabile, esso ha influenza in particolare sulle oscillazioni di potenza a regime, ma anche sul transitorio iniziale;
- f_{LPF} frequenza di taglio del filtro passa basso usato sul calcolo della pendenza, sempre negli algoritmi a passo variabile, questo parametro influenza in modo evidente il transitorio iniziale. Per evidenziare questo sono state fatte delle prove imponendo 3 diverse frequenze di taglio del filtro passa basso sulla pendenza (10, 200 e 500 Hz).

4.5.1 Parametro N

Questo, come già detto, è il coefficiente di scala con il quale ci si può calcolare il passo di tensione negli algoritmi a passo variabile:

$$\delta V^* = N \cdot \frac{\Delta P}{\Delta V} \tag{4.9}$$

Fissando una $f_{LPF} = 1000$ Hz, sono state eseguite delle prove per vedere come gli andamenti delle grandezze elettriche cambiano, al variare del solo parametro N.

Come si può notare, dai grafici mostrati in Fig.4.25 e 4.26, all'aumentare di N il transitorio diventa più rapido, poiché cresce il fattore moltiplicativo con il quale si calcola il passo di tensione imposto ad ogni iterazione.

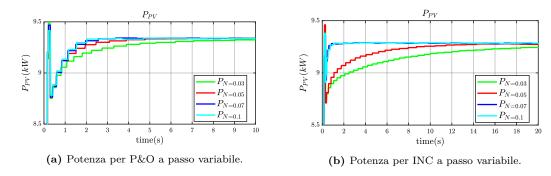


Figura 4.25: Andamenti di Potenza al variare del parametro N.

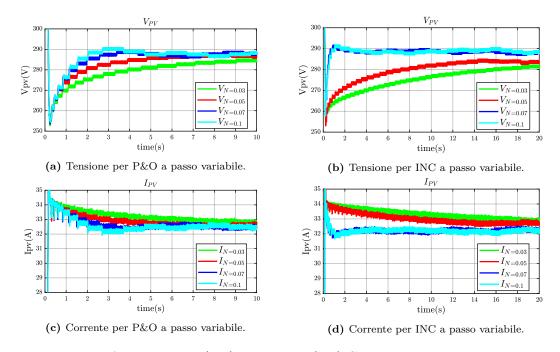


Figura 4.26: Andamenti di (a,b) Tensione e (c,d) Corrente al variare del parametro N.

Scegliere un parametro N, tuttavia, vuol dire avere a regime, delle oscillazioni di tensione, attorno a MPP, più ampie (Fig. 4.27 e 4.28).

Questo inevitabilmente si traduce in perdite di potenza e, quindi si può facilmente supporre che facendo delle prove di misura dell'efficienza con diversi valori del parametro N si dovrebbe ottenere un'efficienza minore all'aumentare di N.

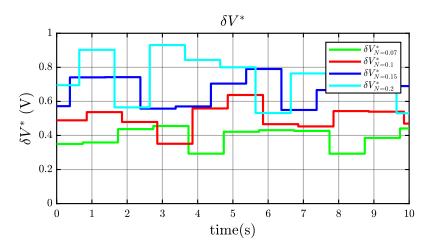


Figura 4.27: Passi δV^* al variare di N per P&O a regime.

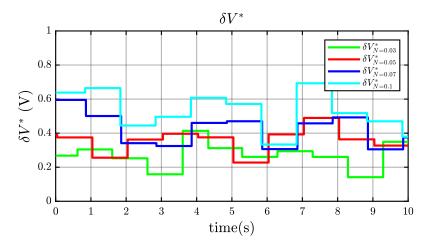


Figura 4.28: Passi δV^* al variare di N per INC a regime.

4.5.2 Parametro f_{LPF}

Questo parametro ha un'importante influenza sul transitorio iniziale in particolare. Infatti, la variabile *slope* filtrata è quella con la quale si calcola il passo di tensione ad ogni iterazione, ma anche la larghezza della finestra di media mobile. Si ricorda, infatti, che la finestra di media mobile viene aggiornata con il seguente codice:

Listing 4.3: Finestra di media mobile automatica (e staurata).

```
MAwindow = ceil( A/slope_filt.output);

if (MAwindow<200) MAwindow=200;

if (MAwindow>10000) MAwindow=10000;
```

Per cui un filtro con frequenza troppo bassa, fa sì che la variabile *slope* filtrata (nel codice *slope_filt.output*) sia sempre molto bassa, il che vuol dire un controllo che agisce su finestre di media mobile ampie. Di conseguenza, il controllo risulta più lento quando deve portare a regime la tensione, cioè soprattutto nel transitorio iniziale.

Inoltre, essendo stata , la finestra mobile, applicata a prescindere dalla tecnica MPPT utilizzata, ne consegue che il parametro f_{LPF} influenza i transitori anche quando si usano tecniche a passo fisso, proprio perché anche se il passo non cambia, cambia comunque l'ampiezza della finestra di media mobile.

Tutto questo è evidenziato nelle Fig.4.29, 4.30 e 4.31:

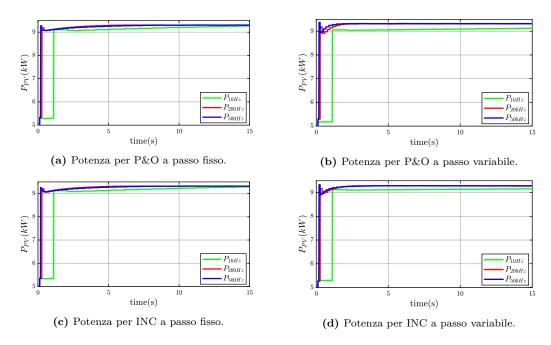


Figura 4.29: Andamenti di Potenza al variare del parametro f_{LPF} .

In Fig.4.30 si può apprezzare la differenza tra un algoritmo a passo fisso e uno a passo variabile. I transitori nei due casi hanno durate diverse, con il passo variabile che è evidentemente più rapido. Inoltre si può notare quanto detto precedentemente, cioè il fatto che quando la frequenza f_{LPF} è bassa la finestra di media mobile è molto ampia.

In particolare è possibile vedere questo effetto nelle Fig.4.30d e 4.30b, dove il transitorio nel caso di $f_{LPF} = 10$ Hz è molto lento, con aggiornamenti della tensione che avvengono a distanza di quasi 1 s l'uno dall'altro.

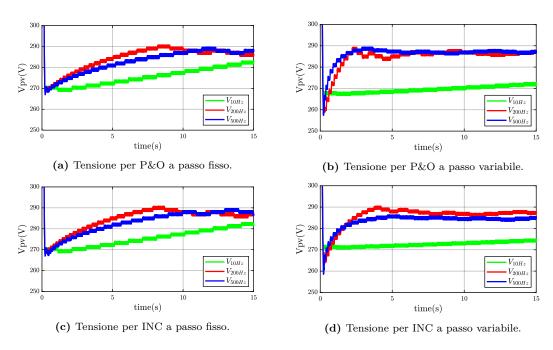


Figura 4.30: Andamenti di Tensione al variare del parametro f_{LPF} .

Infine, per completezza, si espongono anche gli andamenti delle corrente:

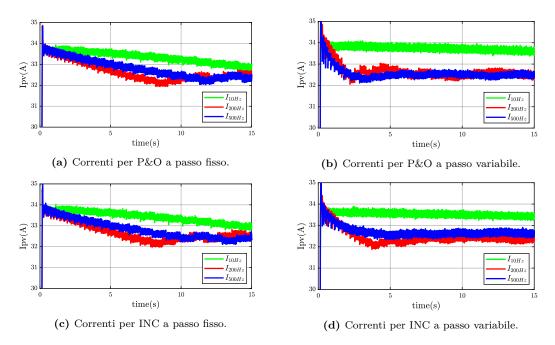


Figura 4.31: Andamenti di Tensione al variare del parametro f_{LPF} .

4.6 Risultati efficienza

Come già accennato nella Sez.3.5, le prove svolte per la misura dell'efficienza sono state eseguite con due diverse condizioni di irradianza sul generatore simulato: $250 \text{ e } 1000 \text{ W/m}^2$.

In accordo a quanto prescritto dalla normativa (IEC EN 50530) [19], le prove hanno avuto tutte una durata di 10 minuti, necessaria alla stabilizzazione della potenza.

Si ricorda, inoltre, che poiché il simulatore PV a disposizione per queste prove non dava la possibilità di imporre nessun tipo di andamento di irradianza, non è stato possibile eseguire prove di misura di efficienza dinamica di MPPT, ma solo di efficienza statica.

Dalle prove effettuate, dunque, si sono ricavati dei valori di efficienza statica di MPPT, tramite la relazione (3.8), i quali sono mostrati nella Tab.4.2:

Metodo	$rac{\eta_{MPPT}}{W/m^2} rac{a}{\%} 1000$	$rac{\eta_{MPPT}a}{W/m^2(\%)}250$	$rac{m{N}}{(m{V^2/W})}$	$f_{LPF} \ (Hz)$
Rif. costante	92.640	97.547	/	
P&O	99.946	97.246	/	/
INC	98.399	99.241	/	/
P&O var. step	99.977	99.996	0.1	500
INC var. step	99.972	99.944	0.1	500

Tabella 4.2: Efficienza Statica MPPT per alta e bassa irradianza.

Come si può notare dalla tabella, i valori di efficienza sono tutti coerenti con la teoria, non sono state fatte prove nelle quali si è trovata un'efficienza superiore all'unità.

Come già detto precedentemente nella Sezione 4.4, nel transitorio iniziale la potenza estratta dal simulatore PV potrebbe risultare maggiore della massima potenza possibile, facendo pensare a degli errori negli algoritmi. Tuttavia, i risultati delle prove di efficienza dicono che, da questo punti di vista, gli algoritmi non commettono errori.

Inoltre, i risultati delle prove sono coerenti anche con quello che ci si può aspettare dalle tecniche:

- il riferimento costante ha le efficienze più basse sia a bassa che ad alta irradianza;
- le tecniche a passo fisso hanno efficienze molto migliori rispetto al riferimento costante;

• le tecniche a passo variabile si dimostrano essere quelle migliori in qualsiasi condizione di irradianza.

C'è da aggiungere, che le tecniche utilizzate risultano essere molto sensibile ai parametri che le caratterizzano.

In particolare il parametro N e la frequenza f_{LPF} sono state oggetto di varie prove, ed i risultati mostrano che al variare di questi parametri il comportamento degli algoritmi cambia.

Oltre a questi 2 parametri si potrebbe variare anche il parametro A, cioè il coefficiente di scala per il calcolo della larghezza della finestra di media mobile. Per questo elaborato non sono state svolte prove sulle variazioni di questo parametro, che è rimasto sempre costante e pari a $A=1e-5\ W/V$. Tuttavia si può facilmente intuire che aumentando questo parametro aumenterebbe la larghezza della finestra, rendendo, ad esempio i transitori più lenti abbassando, quindi, l'efficienza.

Capitolo 5

Conclusioni

In questo elaborato sono state analizzate alcune tra le più utilizzate tecniche di MPPT: Perturb and Observe, Incremental Conductance. Queste sono state studiate sia nella loro variante a passo continuo, che in quella a passo variabile.

Oltre a queste sono stati mostrati anche i risultati ottenuti nel caso in cui si insegua il MPP, invece che con una tecnica più complessa, semplicemente imponendo una tensione costante e pari all'80% della tensione di circuito aperto.

Queste tecniche sono state inizialmente studiate dal punto di vista teorico facendo un lavoro di ricerca bibliografica, successivamente sono state implementate in una simulazione PLECS, ed infine sono state validate sperimentalmente su un impianto reale in laboratorio.

Il mio personale contributo a questo elaborato è stato:

- ricerca bibliografica e analisi teorica delle tecniche MPPT, durante la prima fase del lavoro è stato necessario studiare le tecniche che si volevano implementare, per conoscerne i principali aspetti teorici;
- simulazioni PLECS, per testare in modo preliminare la validità delle tecniche è stato necessario costruire il modello PLECS del generatore PV connesso alla rete visto nella Fig.2.26;
- implementazione dei codici di controllo, una volta studiate le tecniche bisognava scrivere gli algoritmi che le implementavano nella simulazione PLECS in linguaggio C;
- validazione sperimentale, finita la fase di simulazione delle tecniche, l'ultima parte del lavoro ha riguardato la validazione degli algoritmi scritti. Perciò ho eseguito delle prove in laboratorio per verificare il funzionamento degli algoritmi su un impianto reale.

Nei paper [17] e [20] vengono messi a paragone più tecniche MPPT e una conclusione che si può trarre da questi elaborati è che INC, in generale, dovrebbe essere il metodo più efficiente tra i 2 che abbiamo analizzato in questa tesi. Questo poiché INC è più efficiente nel tracciamento del MPP ed ha transitori più veloci. Tuttavia, dalle prove di misura dell'efficienza notiamo che P&O a passo variabile risulta essere quello più efficiente, soprattutto a bassa irradianza.

Ciò potrebbe essere spiegato con il fatto che questi metodi sono molto sensibili alla taratura dei parametri utilizzati. Cioè a come vengono impostati i parametri che li influenzano. Quindi, nel nostro caso, N, A (coefficiente di scala della larghezza della finestra di media mobile) e la frequenza del filtro sulla variabile slope, cioè f_{LPF} .

A questo punto, quindi, risulterebbe interessante testare le efficienze degli algoritmi al variare di questi parametri, per cercare un set di parametri che massimizzi le loro efficienze.

Inoltre, sarebbe utile comparare le efficienze dei 2 algoritmi in condizioni di irradianza variabile, per capire quale dei due risulti migliore in condizioni dinamiche, per questo bisognerebbe fare delle prove di misura dell'efficienza dinamica.

Oltre a questo, sarebbe interessante fare anche delle prove con ombreggiatura parziale del generatore fotovoltaico. Anche questo tipo di test è risultato impossibile da eseguire con il simulatore PV a disposizione durante la fase di laboratorio. Avendo, però, a disposizione un emulatore con più funzioni sarebbe stato molto interessante vedere come gli algoritmi si adattano ad una condizione di irradianza non uniforme sul generatore.

Appendice A

Trasformazione sistema di riferimento

Clarke

Dato un sistema trifase equilibrato, possiamo scrivere una generica grandezza elettrica, definita nel sistema di riferimento trifase, in un sistema di riferimento bifase fisso usando la matrice di trasformazione di Clarke. Ad esempio per la tensione varrà:

$$\begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a} \\ V_{b} \\ V_{c} \end{bmatrix} = \mathbf{A} \begin{bmatrix} V_{a} \\ V_{b} \\ V_{c} \end{bmatrix}$$
(A.1)

Questa trasformazione in PLECS può essere svolta usando un blocco che implementa la matrice di trasformazione, oppure tramite una apposita funzione in C:

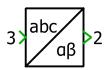


Figura A.1: Blocco PLECS trasformazione trifase bifase.

Listing A.1: Funzione C trasformazione trifase bifase (per grandezze stellate e concatenate).

```
//abc PHASE to alpha, beta
void DirectClarkePH(Xabc *Abc, Xalphabeta *AlphaBeta)
{
```

```
float tmp;
37
        tmp = (Abc \rightarrow a + Abc \rightarrow b + Abc \rightarrow c) / 3.0;
        AlphaBeta->alpha=Abc->a-tmp;
39
        AlphaBeta->beta =(Abc->b-Abc->c)*sqrt3_inv;
40
41
     abc LINE to alpha, beta
  //ab -> a //bc -> b //ca -> c
  void DirectClarkeLL(Xabc *Abc, Xalphabeta *AlphaBeta)
45
        AlphaBeta \rightarrow alpha = (Abc \rightarrow a - Abc \rightarrow c) / 3.0;
46
        AlphaBeta \rightarrow beta = (Abc \rightarrow b) * sqrt3 inv;
47
48
```

Come si può notare abbiamo due funzioni diverse per applicare la trasformazione, questo dipende dalla terna di tensione che si vuole trasformare, se questa è una terna di tensioni stellate si userà la prima funzione, se è una terna di tensioni concatenate, la seconda.

Clarke Inversa

Sarà necessario, nella definizione del controllo dell'inverter, utilizzare una trasformazioni che riporti le grandezze dal sistema bifase fisso $(\alpha - \beta)$ a quello trifase di partenza, per fare questo si usa la matrice di Clarke inversa:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & 0 \\ -\frac{1}{3} & \frac{\sqrt{3}}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{\sqrt{3}}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$$
(A.2)

Anche questa trasformazione in PLECS può essere svolta usando un blocco che implementa la matrice di trasformazione inversa, oppure tramite una apposita funzione in C:

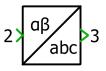


Figura A.2: Blocco PLECS trasformazione bifase trifase.

Listing A.2: Funzione C trasformazione bifase trifase.

```
Abc->c=-0.5*AlphaBeta->alpha-0.5*sqrt3*AlphaBeta->beta;
```

Park

Si può, inoltre, scrivere una generica grandezza elettrica, definita nel sistema di riferimento bifase fisso $(\alpha - \beta)$, in un sistema di riferimento bifase, che si muove con un certo angolo θ , usando la matrice di trasformazione di Park. Ad esempio per la tensione varrà:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} cos(\theta) & sin(\theta) \\ -sin(\theta) & cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \end{bmatrix} = \mathbf{R}(\theta) \begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \end{bmatrix}$$
(A.3)

Questa trasformazione in PLECS può essere svolta usando un blocco che implementa la matrice di trasformazione, oppure tramite una apposita funzione in C:

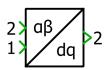


Figura A.3: Blocco PLECS trasformazione $\alpha - \beta \rightarrow d$ -q.

Listing A.3: Funzione C trasformazione $\alpha - \beta \rightarrow d$ -q.

```
void DirectRot (Xalphabeta *AlphaBeta, Xsc *SinCos, Xdq *DQ)

DQ->d= AlphaBeta->alpha*SinCos->cos+AlphaBeta->beta*SinCos->sin;
DQ->q=-AlphaBeta->alpha*SinCos->sin+AlphaBeta->beta*SinCos->cos;
}
```

Come si può notare avremo due ingressi nel blocco, questo perché la matrice necessita anche della posizione θ oltre alle grandezze che deve trasformare.

Park Inversa

Anche questa trasformazione ha la sua inversa, necessaria per passare dal sistema bifase mobile a quello fisso:

$$\begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = R^{-1}(\theta) \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix}$$
(A.4)

La sua funzione in C sarà:

Listing A.4: Funzione C trasformazione d-q $\rightarrow \alpha - \beta$.

Appendice B

Codici

I codici necessarie per realizzare le simulazioni su PLECS sono stati scritti in dei C-script, in linguaggio C. Oltre al codice principale, ogni simulazione faceva riferimento ad ulteriori file, detti "header" (file con estensione .h), dove vengono fatte alcune operazioni quali: dichiarazione di variabili, dichiarazioni di costanti, scrittura di funzioni che vengono poi invocate nel codice principale, definizioni di Datatypes, cioè tipo di dati opportunamente definiti dall'utente in base alle esigenze.

B.1 Controllo

Il controllo è implementato tramite una macchina a stati, in cui ogni stato ci permette di eseguire certe operazioni sull'impianto.

B.1.1 ERROR State

Nell'Error State si disabilitano tutti gli enable presenti nel codice, ognuno dei quali serve ad abilitare un'operazione in particolare. Inoltre si pongono i duty-cycle degli switch dell'inverter a 0.5 per far si che la tensione di uscita dell'inverter sia nulla.

Listing B.1: Error State.

```
case ERROR:

PREC_EN=0; //Enable della pre-carica
GRID_EN=0; //disconnessione inverter-rete

PWM_EN=0; //Enable della commutazione PWM

72
```

```
V=Vpv.new*0.8; // tensione di riferimento iniziale per
     MPPT
74
               counter=0;
               duty.a = 0.5 f;
               duty.b=0.5f;
78
               duty.c=0.5f;
79
               d_boost = Vpv.new/Vdc;
               IdReg.integral = 0.0 f;
81
               IqReg.integral = 0.0 f;
82
               VdcReg.integral = 0.0 f;
               VdcReg.ref = Vdc;
85
               if (USER_BTN>0.5) STATE= PRECHARGE;
86
87
      break;
```

B.1.2 PRECHARGE State

Nel PRECHARGE State si abilita la precarica, lo scopo è precaricare il DC-Link a 400V dalla rete. per cui non si abilita la modulazione e si chiude l'interruttore che collega rete a inverter attraverso il circuito di precarica nel quale si trova la resistena di precarica R_{prec} :

Listing B.2: PRECHARGE State.

```
case
               PRECHARGE:
90
                  PREC EN=1;
91
92
                  counter++;
93
94
                  if (Vdc > 0.9*VgLL_pk \mid \mid counter > 2000) {
95
                  STATE= SYNC;
                  PREC_EN=0;
                  GRID EN=1;
98
                  counter=0;
99
100
101
        break:
```

B.1.3 SYNC State

Nel SYNC State si attende che l'anello PLL sincronizzi il sistema d-q con la tensione di rete:

Listing B.3: SYNC State.

B.1.4 READY State

Nel READY State si attende che arrivi l'input dall'esterno per passare al successivo stato, nelle simulazioni questo input viene dato tramite un blocco che genera degli impulsi con una certa frequenza:

Listing B.4: READY State.

B.1.5 START State

Nel START State si applica il controllo vero e proprio. Sono stati scritti gli anelli di tensione di DC-Link, corrente dell'inverter, il controllo in cascata del Boost con l'implementazione degli algoritmi di MPPT.

Listing B.5: START State.

```
case START:

counter++;

PWM_EN=1;

/*

Voltage control DC-Link

Vdc_fin=400.0f;

k_dc=2*one_third*(VdcReg.ref/(sqrt2*VgPH_pk));

Vdc_delta=Ts*(Vdc_fin)/0.5;
```

```
SlewRateLimiter(&Vdc_fin, &Vdc_delta, &VdcReg.ref);
132
              VdcReg.vfw = 0;
133
              VdcReg.actual= Vdc;
134
              PIReg(&VdcReg);
135
              IdReg.ref = -(VdcReg.out+I\_dcReg.ref*(Vin/Vdc))*k\_dc;
136
137
                      INVERTER CURRENT control
138
139
              IqReg.ref=0;
140
              141
              ///Id control///
142
              143
              //tutta la corrente in asse d, allora:
144
                             = Idq.d;
              IdReg.actual
145
                             = (Vdq.d - wg*Lf*IqReg.ref);
146
              IdReg.vfw
                                                             //
     feed forward\\
              IdReg.lim
                              = Vdc*sqrt3_inv;
147
              PIReg(&IdReg);
148
              Vdq_ref.d
                              = IdReg.out;
149
              150
              ///Iq control///
151
              IqReg.actual
                             = Idq.q;
153
                              = (Vdq.q + wg*Lf*IdReg.ref);
              IqReg.vfw
                                                             //
154
      feedforward
              IqReg.lim
                              = IdReg.lim;
              PIReg(&IqReg);
156
              Vdq_ref.q
                              = IqReg.out;
157
              158
                  //DC/DC converter
160
              if (counter > 1000)
161
              PWM_EN_DC=1;
162
              ///MPPT////
163
164
              // Moving average filter for power calculation
165
              if (counterMA == floor (MAwindow*Ts*fs)) //MAwindow*Ts
167
              P_MA = (SumP / (double) counterMA);
              I MA = SumI/((double)counterMA);
169
              V_MA = SumV/((double)counterMA);
170
171
              SumI = 0.0;
172
              SumV = 0.0;
173
              SumP = 0.0;
174
175
176
              counterMA = 0;
              TriggerMA = 1;
177
```

```
//modifica per riferimento costante
178
               TriggerMA = 0;
180
               }
181
               else
183
               test = 0;
184
               counterMA++;
185
               SumI += -Ipv.new; //////Sensore al contrario
186
               SumV += Vpv.new;
187
               SumP += fabs(Vpv.new*Ipv.new);
188
               TriggerMA = 0;
189
190
               ///////// Perturb and observe method
191
      Ppv.new = P\_MA;
192
               if (Ppv.new<0)Ppv.new=-Ppv.new;
193
               if(fabs(Ppv.new-Ppv.old) > 0)
194
               if(TriggerMA == 1)
195
               Vpv.new = V_MA;
196
               Ipv.new = I\_MA;
198
               //PandO(&Ppv,&Vpv,&V, &flag , &flag_tensione , &slope , &
190
      slope_filt);
               //PandO_var_step(&Ppv,&Vpv, &Ipv,&V, &flag, &
200
      flag tensione, &deltaV var, & slope, & slope filt);
               PandO_modified(&Ppv,&Vpv,&Ipv,&V, &flag,&flag_tensione,&
201
      flag_corrente);
                 //INC(\&V, \&Ipv, \&Vpv, \&dG,\&g);
202
                 //INC\_var\_step(\&V, \&Ipv, \&Vpv, \&Ppv, \&deltaV\_var, \&
203
      slope, &slope_filt);//, &dG,&g);
                MAwindow = ceil (W/slope filt.output);
205
                 if (MAwindow<200) MAwindow=200;
206
                 if (MAwindow>5000) MAwindow=5000;
207
208
               \}// fine if (TriggerMA == 1)
209
210
               }
211
212
               //V =242.56; //0.8*Vpv.new; Imposizione riferimento di
213
      tensione costante
               //////// Regolatore tensione /////////
214
                if(V<0) V=0;
215
               if (V> Vdc) V=Vdc;
216
               VReg.actual = Vpv.new;
218
219
               VReg.ref
                                 = V;
               PIReg(\&VReg);
220
```

```
I_dcReg.ref = VReg.out;
221
                //regolatore PI corrente
223
                 //I_dcReg.ref=Idc_ref;
224
                I_dcReg.actual=Ipv.new;
                I_dcReg.lim = Vdc;
226
                I_dcReg.vfw = Vpv.new;
227
                PIReg(&I_dcReg);
228
                d boost= I dcReg.out/Vdc;
229
                 if (d boost < 0) d boost = 0;
230
                 if (d boost > 1) d boost = 1;
231
232
                }//fine if (counter > 1000)
233
                 else
234
235
                //Imposizione tensione iniziale 80% della tensione di
236
       circuito aperto
                V = 0.8 * Vpv.new;
237
                Vpv.old=V;
238
                Ppv.old=0;
239
241
                 //////// Trasformazioni inverse
242
                InvRot(&Vdq_ref, &SinCos, &Vab_ref);
243
                InvClarke(&Vab_ref, &Vabc_ref);
244
                PWMCompute(&Vabc_ref, &duty, &Vdc);
245
246
       break;
247
```

B.2 Codici P&O

Per l'implementazione del Perturb and Observe sono stati scritti funzioni diverse, ognuna delle quali implementa una versione diversa del P&O.

B.2.1 P&O convenzionale

Il P&O convenzionale è quello che fa riferimento al flowchart di Fig.3.4. Questo diagramma di flusso è stato tradotto in codice C con la seguente funzione scritta nel file "UserFunctions.h":

Listing B.6: Funzione P&O convenzionale.

```
void PandO(Iter *Ppv, Iter *Vpv, float *V, int *flag, int *
flag_tensione){
```

```
if (Ppv->new >= Ppv->old) *flag=1; // direzione giusta
252
        if (Ppv->new < Ppv->old) *flag=0; // direzione sbagliata
254
       if (Vpv->new >= Vpv->old) *flag_tensione=1;// incremento di
       if (Vpv->new < Vpv->old) *flag_tensione=0; // diminuzione di
256
       tensione
257
258
       //1 drezione giusta
259
        if (*flag==1){
260
            if (*flag_tensione==1)
261
                      *V+=deltaV;
262
            if (*flag_tensione==0)
263
                      *V-=deltaV;
264
       }
265
267
        // 0 direzione sbagliata
268
        if (*flag == 0){
269
            if (*flag_tensione==1)
                      *V-=deltaV;
271
            if (*flag_tensione==0)
2.79
                      *V+=deltaV;
273
274
275
       Vpv \rightarrow old = Vpv \rightarrow new;
276
       Ppv->old = Ppv->new;
277
```

B.2.2 P&O modificato

Il P&O modificato è quello che fa riferimento al flowchart di Fig.3.7. Questo diagramma di flusso è stato tradotto in codice C con la seguente funzione scritta nel file "UserFunctions.h":

Listing B.7: Funzione P&O modificato.

```
void PandO_modified(Iter *Ppv, Iter *Vpv, Iter *Ipv, float *V, int *
    flag , int *flag_tensione , int *flag_corrente){

if (Ppv->new >= Ppv->old) *flag=1; // direzione giusta
    if (Ppv->new < Ppv->old) *flag=0; // direzione sbagliata

if (Vpv->new >= Vpv->old) *flag_tensione=1;//incremento di
    tensione
    if (Vpv->new < Vpv->old) *flag_tensione=0; //diminuzione di
    tensione
```

```
286
             if (Ipv->new >= Ipv->old) *flag_corrente=1;
287
             if (Ipv->new < Ipv->old) *flag_corrente=0;
288
289
             //1 drezione giusta
             if (*flag==1){
291
                  if (*flag_tensione==1){
292
                        if (flag_corrente==1)
293
                             *V-=deltaV;
294
                        if (flag corrente==0)
295
                             *V+=deltaV;
296
                  }
297
                        if (*flag_tensione==0)
                             *V=deltaV;
299
             }
300
301
             // 0 direzione sbagliata
             if (*flag == 0){
303
                   if (*flag_tensione==1)
304
                        *V = deltaV;
305
                  if (*flag_tensione==0)
                       *V+=deltaV;
307
             }
308
309
             Vpv \rightarrow old = Vpv \rightarrow new;
310
             Ppv \rightarrow old = Ppv \rightarrow new;
311
312
313
```

B.3 Codici INC

Per l'Incremental Conductance sono stati scritti 2 codici diversi per implementare la versione convenzionale dell'algoritmo e quella a passo variabile.

B.3.1 INC convenzionale

Listing B.8: Funzione INC convenzionale.

```
314
315
316
317
float dI, dV,g ,dG;
318
319
dI = fabs(Ipv->new) - fabs(Ipv->old);
dV = Vpv->new - Vpv->old;
320
321
```

```
//conduttanza incrementale
   dG=dI/dV;
324
   //conduttanza istantanea
325
   // necessario fare il valore assoluto della corrente per colpa del
        posizionamento del sensore di corrente nell'impianto reale
327
   g=-(fabs(Ipv->new))/(Vpv->new);
328
329
330
   if(dV == 0.0)
331
        if(dI = 0.0)
333
             *V += 0;
334
        else
335
336
                   if(dI > 0)
                        *V+=deltaV;
338
                   else
339
                        *V-=deltaV;
340
341
342
   else
343
344
   if(dG>g)
345
        *V+=deltaV;
346
   else
347
        *V\!\!-\!\!=\!\!\det\!u\,v\;;
348
349
   Vpv->old=Vpv->new;
350
   Ipv \rightarrow old = Ipv \rightarrow new;
351
352
353
```

B.3.2 INC a passo variabile

Listing B.9: Funzione INC a passo variabile.

```
slope = dP/dV;
   if (slope < 0) slope = -slope;
366
367
         if(slope \le 10){
              *deltaV_var= 1e-5*slope;
369
370
371
         else *deltaV_var=1;
372
373
374
   if (*deltaV_var>1) *deltaV_var=1;
375
   if (*deltaV_var<0) *deltaV_var=0;
377
378
   //conduttanza incrementalale
379
   dG=dI/dV;
381
   //conduttanza istantanea
382
   g=-(fabs(Ipv->new))/(Vpv->new);
383
385
   if(dV == 0)
386
387
         if(dI = 0)
388
              *V += 0;
389
         else
390
391
                    if(dI > 0)
392
                         *V\!\!=\!\!*deltaV\_var;
393
                    else
394
                         *V+=*deltaV_var;
395
              }
396
397
   else
398
399
    if(dG>g)
400
401
         *V\!\!+\!\!=\!\!*deltaV\_var\,;
   else
402
         *V = *deltaV_var;
403
404
   Vpv->old=Vpv->new;
405
   Ipv \!\! - \!\! > \!\! old \!\! = \!\! Ipv \!\! - \!\! > \!\! new;
406
407
408
```

Bibliografia

- [1] Paris Agreement / Climate Action. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en (visitato il 22/09/2021) (cit. a p. 1).
- [2] Quadro 2030 per il clima e l'energia | Azione per il clima. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_it (visitato il 22/09/2021) (cit. a p. 1).
- [3] Jens Christiansen. «Global Market Outlook for Solar Power». In: (2021), p. 136 (cit. a p. 2).
- [4] European Commission. Directorate General for Energy., European Commission. Directorate General for Climate Action. e European Commission. Directorate General for Mobility and Transport. EU reference scenario 2020: energy, transport and GHG emissions: trends to 2050. LU: Publications Office, 2021. URL: https://data.europa.eu/doi/10.2833/35750 (visitato il 24/09/2021) (cit. alle pp. 2, 3).
- [5] F Spertino. Conversione fotovoltaica dell'energia (cit. alle pp. 3, 8).
- [6] Gopal Nath Tiwari e Swapnil Dubey. Fundamentals of photovoltaic modules and their applications. Royal Society of Chemistry, 2009 (cit. alle pp. 4, 8).
- [7] Canadian Solar Datasheet $HiKu7_CS7N MS_v1.6_EN$. Canadian Solar, Marzo 2021. URL: https://www.csisolar.com/downloads?downid=17895 (cit. alle pp. 7, 43, 45).
- [8] EU Datasheet HoneyM DE08M.08(II) 2021 A. Trinasolar, 2021. URL: https://www.trinasolar.com/it/resources/downloads#TSM-PEG5 (cit. alle pp. 8, 45, 69).
- [9] Caciolli Leandro. «Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 120 kV». In: (2019), p. 36 (cit. a p. 16).
- [10] Timothy U Townsend. «A method for estimating the long-term performance of direct-coupled photovoltaic systems». Tesi di dott. 1989 (cit. a p. 36).

- [11] JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) European Commission. URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#MR (visitato il 08/10/2021) (cit. a p. 42).
- [12] Hwa-Dong Liu, Chang-Hua Lin, Wei-Xuan Cheng, Wen-Ching Shih e Liang-Rui Chen. «A MPPT control strategy of solar power systems for low irradiance conditions». In: 2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017-ECCE Asia). IEEE. 2017, pp. 932–935 (cit. a p. 42).
- [13] Julio López Seguel, SI Seleme Jr e Lenin MF Morais. «Comparison of the performance of MPPT methods applied in converters Buck and Buck-Boost for autonomous photovoltaic systems.» In: *INGENIARE-Revista Chilena de Ingenieria* 29.2 (2021) (cit. a p. 45).
- [14] tallmax framed 144. Trinasolar, 2020. URL: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/AU_Datasheet_TallmaxM_DE17M(II)_2020D.pdf (cit. a p. 45).
- [15] Amresh Kumar Singh, Ikhlaq Hussain e Bhim Singh. «An improved P&O MPPT algorithm for single stage three-phase grid integrated solar PV system». In: 2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON). Bikaner, Rajasthan, India, nov. 2016, pp. 1–6. ISBN: 978-1-4673-8962-4. DOI: 10.1109/POWERI.2016.8077402 (cit. a p. 50).
- [16] Ahmad Al-Diab e Constantinos Sourkounis. «Variable step size P&O MPPT algorithm for PV systems». In: 2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment. Brasov, Romania, mag. 2010, pp. 1097–1102. ISBN: 978-1-4244-7019-8. DOI: 10.1109/0PTIM.2010.5510441 (cit. alle pp. 52, 53).
- [17] Pallavee Bhatnagar e R.K. Nema. «Maximum power point tracking control techniques: State-of-the-art in photovoltaic applications». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2013) (cit. alle pp. 54, 98).
- [18] M Abdulkadir, AHM Yatim e ST Yusuf. «An improved PSO-based MPPT control strategy for photovoltaic systems». In: (2014) (cit. a p. 55).
- [19] IEC EN 50530. Overall efficiency of grid connected photovoltaic inverters. 2010 (cit. alle pp. 58, 59, 69, 95).
- [20] Hairul Nissah Zainudin e Saad Mekhilef. «Comparison Study of Maximum Power Point Tracker Techniques for PV Systems». In: (2010) (cit. a p. 98).