

POLITECNICO DI MILANO

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



**STUDIO PER LA PARTECIPAZIONE DEI PANNELLI
FOTOVOLTAICI ALLA REGOLAZIONE DELLA
FREQUENZA DI RETE**

Relatore: Prof. Faifer Marco

Correlatore: Dott. Laurano Christian

Tesi di Laurea Magistrale di:
Simone Magrin
Matr. 900001

Anno Accademico 2018-2019

INDICE

INDICE.....	1
INDICE DELLE FIGURE.....	3
INDICE DELLE TABELLE	4
ABSTRACT	5
1 INTRODUZIONE	6
2 STATO DELL'ARTE	8
2.1 Tecniche di inseguimento del punto massimo (MPPT).....	8
2.1.1 Metodi diretti	8
2.1.2 Metodi indiretti.....	9
2.1.3 Metodi computazionali.....	10
2.2 Metodi per la regolazione in letteratura	11
2.2.1 Impiego di sensori di temperatura e irraggiamento ^{[4][5]}	11
2.2.2 Alternanza tra MPPT e riduzione della potenza ^[6]	12
2.2.3 Impiego di uno o più pannelli sonda ^[7]	12
2.2.4 Stima del punto massimo in tempo reale con Curve fitting ^[8]	12
2.2.5 Stima del punto massimo tramite campionamento di due punti ^[9]	13
2.3 Normativa sulla regolazione di potenza.....	14
3 MODELLO DI PARTENZA	17
3.1 Modello matematico di un pannello fotovoltaico	17
3.2 MPPT basato sul modello del pannello	19
3.2.1 Eliminazione della dipendenza dall'irraggiamento ^[16]	19
3.2.2 Algoritmo di MPPT a 9 parametri ^[16]	20

3.2.3	Algoritmo di MPPT a 4 parametri ^[17]	21
3.2.4	Determinazione coefficienti Alfa ^[18]	22
4	MODIFICA DEL MODELLO	24
4.1	Calibrazione dei coefficienti Alfa per il nuovo punto	24
4.1.1	Punti di lavoro a potenza ridotta.....	24
4.1.2	Calcolo dei coefficienti.....	26
4.2	Ricerca del Punto di lavoro a potenza ridotta	27
4.3	Ricostruzione del punto massimo	29
4.3.1	Stima semplice.....	29
4.3.2	Interpolazione lineare della corrente	30
5	RISULTATI	32
5.1	Qualità di stima del punto a potenza ridotta	32
5.1.1	Errori di stima nella stessa giornata di calibrazione degli alfa	32
5.1.2	Andamento degli errori di stima nel corso delle 30 giornate	34
5.2	Errore di stima del Punto massimo	36
6	NATURA DISCRETA DELL'ALGORITMO	40
6.1	Interpolazione lineare	41
6.2	Errore sulla potenza target	43
7	CONCLUSIONI.....	45
	BIBLIOGRAFIA	46

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Quote percentuali del consumo elettrico italiano nel 2018.....	6
Figura 2: Curva P-V di un pannello.....	7
Figura 3: Modello a singolo diodo di un pannello fotovoltaico	17
Figura 4: Modello a singolo diodo semplificato.....	18
Figura 5: Modello “serie” a singolo diodo semplificato.....	19
Figura 6: Algoritmo di ricerca del punto di lavoro ridotto	25
Figura 7: Punti a potenza ridotta sulle curve P-V e V-I	26
Figura 8: Codice di stima della tensione per il funzionamento a potenza ridotta	28
Figura 9: Esempio di coefficienti gamma per una curva nei 4 casi.....	30
Figura 10: Errore % di stima della tensione nella stessa giornata di calibrazione	33
Figura 11: Errore sulla potenza ridotta del 31 marzo, riferita alla potenza nominale	34
Figura 12: Errore di stima della tensione ridotta, confronto per la deriva degli alfa.....	35
Figura 13: Errore di stima della tensione evidenziando le giornate soleggiate.....	35
Figura 14: Errore sulla potenza ridotta, in percentuale della potenza nominale	36
Figura 15: Errore di stima potenza massima nei 2 metodi	37
Figura 16: Errore di stima della potenza massima mediando i due metodi.....	38
Figura 17: Confronto tra i tre metodi di stima della potenza massima.....	38
Figura 18: Andamento dei coefficienti alfa	40
Figura 19: Stima lineare dei coefficienti alfa	41
Figura 20: Errore di stima dei coefficienti alfa.....	42
Figura 21: Errore % su due potenze target ottenuti dall'interpolazione lineare degli alfa ..	43

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Classificazione impianti di produzione	14
Tabella 2: Grandezze MP e punti ridotti	26
Tabella 3: Coefficienti di MP e ridotti.....	27

ABSTRACT

Dai primi anni 2000, la tecnologia della generazione fotovoltaica si è diffusa sempre di più all'interno delle reti elettriche, sia come piccoli impianti civili di potenza ridotta che come impianti medio-grandi. L'aumento della penetrazione fotovoltaica nella produzione di energia elettrica ha portato ad un aumento nell'instabilità di rete, dovuto alla riduzione della potenza regolante in rapporto alla potenza installata, in quanto gli impianti senza capacità di accumulo non presentano possibilità di regolazione. Si pone quindi la necessità di modificare il modo di operare gli impianti fotovoltaici, in modo che partecipino alla regolazione della frequenza e potenza di rete garantendo una maggiore stabilità della stessa.

L'obiettivo di questa tesi è quello di trovare una prima soluzione a questa necessità tramite un modello matematico, ottenuto modificando un precedente modello ottimizzato per la ricerca del punto massimo di produzione.

Since the early 2000s, the photovoltaic technology spread widely inside the electrical grids, both as small civil installation and as medium to big production plants. The rise in electrical power production from photovoltaic plants caused a higher grid instability due to the reduction of total regulating power over the overall installed power, since, in absence of accumulators, this type of plants can't regulate their power output. Therefore, the need to change how the photovoltaic generators works arises, so that they can participate in the frequency and power regulation of the grid, leading to a better stability.

The goal of this work is to find an initial solution to this necessity using a mathematical model, by modifying a pre-existing model optimized for the tracking of the maximum power point.

1 INTRODUZIONE

Gli incentivi al comparto delle energie rinnovabili negli ultimi 15 anni hanno portato la generazione fotovoltaica, nel sistema italiano, a comporre una quota importante della produzione nazionale di energia ^[1] come si può osservare in Figura 1, per questo motivo si presenta la necessità che questi impianti partecipino alla regolazione della potenza e della frequenza di rete in modo da garantirne una migliore stabilità.

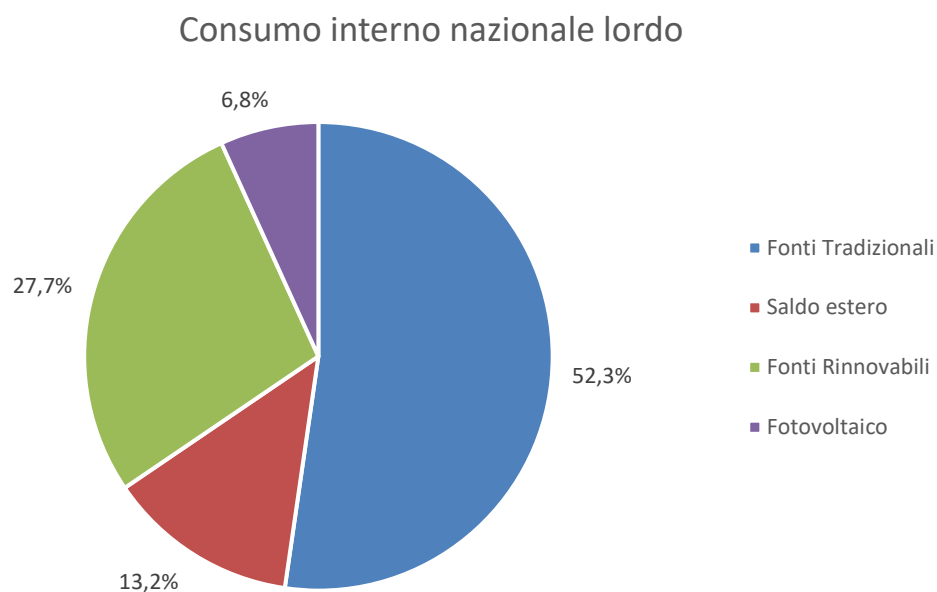


Figura 1: Quote percentuali del consumo elettrico italiano nel 2018

A causa della natura variabile delle fonti rinnovabili, gli impianti fotovoltaici industriali sono sempre stati progettati in modo da produrre la massima energia possibile, lasciando la regolazione di rete agli impianti tradizionali. La produzione incontrollata e variabile di energia causata da questi sistemi, porta a situazioni (esempio: alta produzione con poca richiesta) in cui la rete non riesce a sostenere la potenza erogata dagli impianti, causando il

distacco di una sezione o dell'intero impianto, portando ad uno spreco di energia oltre che ad una perdita economica.

Per gli impianti di piccola taglia come quelli installati sui tetti delle abitazioni per uso personale, una soluzione possibile dai costi contenuti è l'impiego di un sistema di accumulo. Per gli impianti industriali più grandi, al crescere della potenza diventa sempre più costoso e impraticabile l'impiego di accumulatori che permetterebbero una regolazione affidabile dell'impianto, è dunque necessario intervenire direttamente sulla potenza prodotta.

La potenza generata da un impianto fotovoltaico dipende principalmente da due fattori, la caratteristica dell'irraggiamento a cui sono sottoposti i pannelli e la tensione (o corrente) imposta ai capi delle singole celle solari. Ovviamente non potendo controllare l'irraggiamento solare la tecnica più usata per il controllo della potenza è la regolazione della tensione, determinata tramite diverse tecniche di stima del punto massimo che consentono la produzione della potenza massima ottenibile nelle condizioni di irraggiamento in quell'istante. Per poter ridurre la potenza prodotta sarà quindi necessario cambiare la tensione applicata alle celle, così da allontanare il punto di lavoro dal punto massimo ottenendo una potenza di riserva come illustrato in Figura 2, con la possibilità di cambiare secondo le necessità la quota di riduzione della potenza.

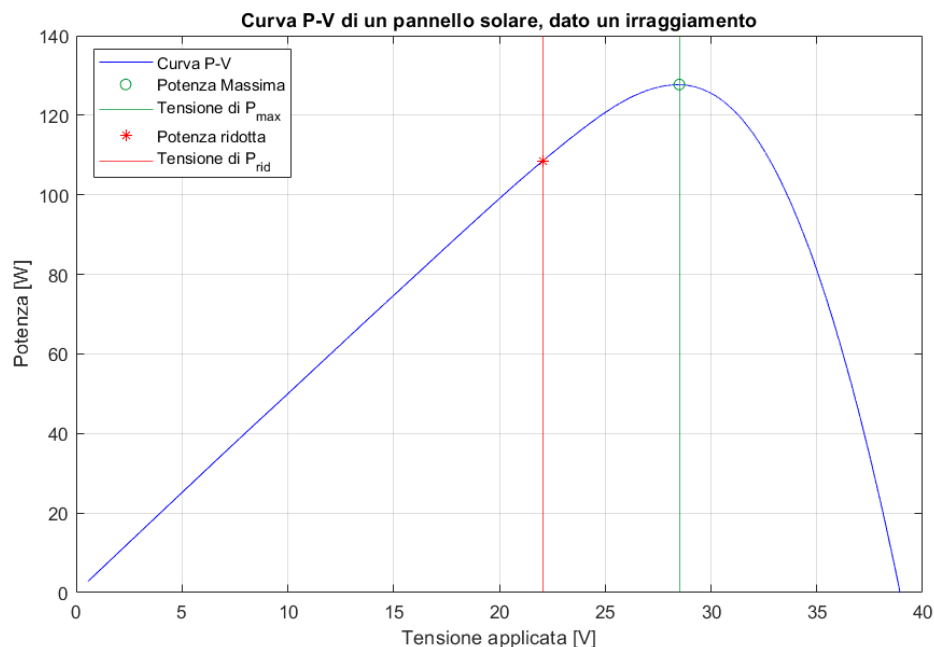


Figura 2: Curva P-V di un pannello

2 STATO DELL'ARTE

2.1 Tecniche di inseguimento del punto massimo (MPPT)

Il controllo dei pannelli fotovoltaici è principalmente realizzato tramite tre metodologie: diretta, indiretta e metodi computazionali ^[2]. I primi sono i più largamente impiegati e si basano sull'osservazione dello stato del pannello, i metodi indiretti utilizzano la caratteristica fisica/matematica del pannello, infine i metodi computazionali trattano modelli complessi compiendo approssimazioni con l'obiettivo di semplificare il più possibile la soluzione finale.

Queste metodologie verranno analizzate solo superficialmente in quanto non è obiettivo di questo documento un loro studio approfondito.

2.1.1 Metodi diretti

I metodi diretti più usati sono tre: Perturb & observe (P&O), Hill climbing (HC) e Incremental conductance (INC).

Il metodo P&O consiste, come suggerisce il nome, nel cambiare (sia aumentando che diminuendo) leggermente la tensione applicata al pannello perturbando lo stato del sistema, se la potenza erogata diminuisce ci si sta allontanando dal punto massimo per cui viene reimpostata la tensione precedente, se invece la potenza cresce ci si sta avvicinando al massimo, e si continua a cambiare la tensione nello stesso modo finché non comincia a diminuire. Ripetendo questo procedimento si riesce a mantenere il punto di lavoro del pannello accettabilmente vicino al massimo. L'entità della perturbazione può essere sia fissata che variabile, nel caso sia fissata a seconda di come viene determinata può avere buona risposta al cambiamento e bassa sensibilità nella zona del punto massimo o viceversa,

per questo si può introdurre la variabilità nella perturbazione in maniera da migliorare risposta e sensibilità al costo di una maggiore complessità del sistema di controllo.

Il metodo HC è simile al metodo P&O, ma invece di perturbare direttamente la tensione, si cambia il duty-cycle del convertitore elettronico e si procede allo stesso modo. Al cambiamento del duty-cycle se la potenza diminuisce si inverte la modifica, se invece la potenza cresce si può continuare allo stesso modo nel cambiamento del duty-cycle.

Il metodo INC si basa sulla caratteristica dei punti massimi di presentare una derivata nulla, ovvero che:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(VI)}{dV} = V \frac{dI}{dV} + I = 0 \rightarrow \frac{dI}{dV} = -\frac{I}{V} \quad (2.1)$$

Dove il rapporto dI/dV rappresenta la variazione istantanea della conduttanza del pannello, da cui il metodo prende il nome.

Si può dire che per piccoli cambiamenti vale l'approssimazione $\frac{dI}{dV} \cong \frac{\Delta I}{\Delta V}$ dove ΔV e ΔI sono le variazioni delle caratteristiche del punto di lavoro, da cui si può dedurre che:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Se } \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}, \text{ ci si trova a } \mathbf{destra} \text{ del Punto massimo} \\ \text{Se } \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}, \text{ ci si trova a } \mathbf{sinistra} \text{ del Punto massimo} \\ \text{Se } \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}, \text{ ci si trova nel Punto massimo} \end{array} \right.$$

Una volta nota la posizione del punto attuale di lavoro, relativa al punto massimo, si può comandare il convertitore elettronico in modo da ottenere la massima potenza.

2.1.2 Metodi indiretti

I metodi indiretti più noti in letteratura sono rispettivamente: Fractional Short-Circuit Current (FSCC), Fractional Open-Circuit Voltage (FOCV), Cella Pilota e più recentemente i metodi basati sui modelli (Model-based o MB).

Il metodo FSCC si fonda sulla relazione lineare tra la corrente di corto circuito (I_{sc}) e la corrente del punto massimo (I_{mp}):

$$I_{mp} = K_i * I_{sc} \quad (2.2)$$

Dove K_i è un coefficiente dipendente dalle condizioni di temperatura e irraggiamento del pannello, ottenibile tramite delle prove o simulazioni a condizioni diverse, realizzate prima della messa in opera dei pannelli fotovoltaici.

Il metodo FOCV segue lo stesso principio del metodo FSCC ma guardando alla relazione lineare tra le tensioni invece che tra le correnti, quindi si trova la relazione tra tensione di circuito aperto (V_{oc}) e la tensione del punto a massima potenza (V_{mp}):

$$V_{mp} = K_v * V_{oc} \quad (2.3)$$

Dove K_v è un coefficiente dipendente da temperatura e irraggiamento similmente a K_i e allo stesso modo viene determinato tramite prove reali o simulazioni.

Il metodo a Cella pilota è semplicemente l'impiego delle due metodologie appena analizzate, utilizzando un pannello fotovoltaico aggiuntivo, identico ai pannelli produttori di potenza, per la sola stima dei parametri K_v e K_i in modo da evitare le interruzioni di potenza per la misura della corrente di corto circuito, necessaria per la stima di K_i .

I metodi Model-Based, come suggerisce il nome, sono algoritmi basati sulla conoscenza del modello matematico e fisico del pannello fotovoltaico per determinarne il controllo.

In letteratura, sono presenti diversi modelli di varia complessità, ognuno con i propri vantaggi e svantaggi, che hanno la funzione di stimare la tensione o corrente del punto di massima potenza usata come riferimento per il convertitore elettronico. Caratteristica che li accomuna è una dinamica veloce con una buona stabilità ed efficienza nel funzionamento a regime, con la necessità, però, della misura dell'irraggiamento nella maggioranza dei casi.

2.1.3 Metodi computazionali

I metodi computazionali non trattano più i pannelli fotovoltaici come un sistema fisico descrivibile tramite un modello matematico, ma viene snaturano fino a permettere un'elaborazione puramente numerica. Per fare ciò è ovviamente necessaria una conoscenza

del sistema fisico ma è sufficiente una conoscenza grossolana, senza particolari requisiti di stima di parametri o di equazioni perché la logica di elaborazione è legata al metodo usato e non al sistema reale. Alcuni di questi algoritmi sono basati sul Filtro di Kalman, consistente in un processo iterativo di predizione e correzione, la logica Fuzzy, che non necessita di alcun modello matematico del sistema ma solo una conoscenza approssimata del comportamento del sistema alle variazioni, la Rete Neurale Artificiale, che viene “addestrata” per assegnare un peso appropriato ad ogni input così da minimizzare l’errore di stima, infine il Calcolo Evolutivo che applica modelli basati sui comportamenti di alcune specie animali, come api e pipistrelli, per trovare la soluzione migliore al problema.

A causa della natura di questi algoritmi, è necessaria una grande capacità di calcolo motivo per cui sono metodi costosi da realizzare e quindi rimasti allo stato di oggetto di ricerca senza nessuna vera applicazione nel campo reale.

2.2 Metodi per la regolazione in letteratura

La regolazione della potenza erogata da un pannello fotovoltaico viene già realizzata nel campo reale, impiegando alcune tecniche indirette come l’impiego di un sistema di accumulo o l’uso di carichi elettrici di dissipazione. Dei metodi diretti agenti sul sistema tramite le caratteristiche del pannello sono ancora nella fase di studio, ed in letteratura si trovano alcune proposte di metodi basati sulle tecniche di MPPT o su nuovi concetti.

2.2.1 Impiego di sensori di temperatura e irraggiamento ^{[4][5]}

Tramite l’impiego di sensori di temperatura e di irraggiamento è possibile conoscere le condizioni di funzionamento del pannello, e utilizzando un modello matematico calibrato con dei parametri precedentemente stimati è possibile risalire alle caratteristiche del punto massimo. Una volta nota la potenza massima è sufficiente regolare il convertitore elettronico in maniera che rispetti la potenza erogata voluta, così da avere una quota fissa o percentuale della potenza massima disponibile per la regolazione. La precisione di stima a regime rimane inferiore al 2% rispetto alla potenza nominale mentre durante un transitorio l’errore rimane inferiore al 6% della potenza nominale.

2.2.2 Alternanza tra MPPT e riduzione della potenza ^[6]

Un metodo semplice ed economico per la regolazione della potenza consiste nell'individuare la potenza massima tramite una normale tecnica di MPPT e usare l'informazione per spostarsi dal punto massimo. Essendo il punto massimo variabile, il sistema di controllo deve periodicamente ritrovare il punto massimo. Questo significa che periodicamente il sistema viene perturbato in modo significativo durante la misura di potenza massima, perché per la misura il sistema deve tornare fisicamente a funzionare nel punto massimo. Il continuo cambiamento tra funzionamento a potenza ridotta e MPPT porta a disturbi non solo al sistema ma anche alla rete a cui è connesso, causando potenzialmente problemi di stabilità al crescere della potenza installata dell'impianto. L'errore commesso nell'erogazione di potenza è fortemente influenzato dalla frequenza di campionamento del punto massimo e aumenta all'aumentare della quota di potenza di riserva, con errori superiori al 3% della potenza nominale per una riserva di 500W su di un impianto di 3kW.

2.2.3 Impiego di uno o più pannelli sonda ^[7]

Un'idea per la regolazione di potenza per sistemi composti da più pannelli è quella di sacrificare la capacità di regolazione di uno o più pannelli per impiegarli come sistemi di "misura" del punto massimo, così fornendo le informazioni necessarie sul punto massimo per gli altri pannelli presenti nell'array. Lo scopo dei pannelli sonda è di funzionare alla potenza massima tramite MPPT dando indicazioni su come regolare gli altri per lavorare a potenza ridotta, oppure come veri e propri sistemi di misura delle caratteristiche dei pannelli come irraggiamento, corrente di corto circuito e tensione di circuito aperto. Questo tipo di sistemi presenta un'alta accuratezza nella potenza di riserva ottenuta, che però peggiora all'ingrandirsi dell'impianto se diminuisce il rapporto tra pannelli sonda e pannelli regolanti.

2.2.4 Stima del punto massimo in tempo reale con Curve fitting ^[8]

Per il funzionamento a potenza ridotta questo metodo utilizza la conoscenza del punto massimo che viene stimato tramite l'impiego del modello completo a cinque parametri del pannello. Per la stima dei parametri viene applicato l'adattamento della curva ai minimi

quadrati (*Least Square Curve Fitting*) su un grande set di dati di corrente e tensione campionati sul pannello. Una volta trovati i cinque parametri e note le caratteristiche del pannello a condizioni standard è possibile ottenere la stima del punto massimo. Questo tipo di stima deve essere ripetuta durante tutto il funzionamento del pannello nella giornata, dovendo disturbare leggermente il punto lavoro a intervalli regolari per permettere la misura dei parametri. Inoltre, a causa della complessità del modello non semplificato in uso, la capacità di calcolo necessaria alla stima è molto maggiore rispetto al normale metodo di MPPT, che per alcuni sistemi potrebbe non essere disponibile o economicamente vantaggiosa. Altro problema di questo metodo è nel suo funzionamento a destra del punto massimo, che può portare a instabilità nel caso si presentino forti e rapide variazioni di irraggiamento. Per quanto riguarda la precisione del sistema, la determinazione del punto di lavoro è accurata ma a causa della natura dell'algoritmo è presente una continua oscillazione nel suo intorno, con variazioni di potenza erogata dell'1%.

2.2.5 *Stima del punto massimo tramite campionamento di due punti* ^[9]

Una stima di tensione e corrente del punto massimo è possibile tramite la corrente di corto circuito (I_{sc}), ottenibile tramite il coefficiente lineare della curva P-V calcolato dalla misura di tensione e corrente di due punti ravvicinati, campionati periodicamente, nella zona a sinistra del punto massimo, con le formule:

$$m_k = \frac{I_k - I_{k-1}}{V_k - V_{k-1}}; I_{sc} = I_k - m_k * V_k \quad (2.4)$$

Una volta nota la corrente di corto circuito, tramite la stessa formula vista per il metodo FSCC (2.1.2) si può ricavare la corrente di punto massimo. Infine, la tensione del punto massimo si può ottenere tramite la funzione W di Lambert utilizzando le due correnti trovate e i parametri del pannello determinati prima della messa in funzione dell'impianto. Noti corrente e tensione del punto massimo è possibile sapere come controllare il pannello per ottenere la potenza di riserva desiderata. Il risultato sperimentale di questo metodo dimostra che pur inseguendo il valore di riserva impostato, la precisione non è molto promettente visti i molti valori di errore superiori al 6% della potenza nominale.

2.3 Normativa sulla regolazione di potenza

Il gestore nazionale della rete di trasmissione Terna, definisce le modalità di connessione e operatività degli impianti di produzione dell'energia elettrica, tramite l'implementazione nazionale del Regolamento (UE) 2016/631 (o Regolamento RfG) redatto dall'Associazione Europea dei Gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSO-E) in conformità con gli orientamenti dati dall'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

Per quanto riguarda le modalità di partecipazione alla regolazione di potenza, il gestore di rete Terna seguendo le direttive del regolamento RfG ha definito e separato in quattro gruppi gli impianti di generazione in base alla loro potenza massima erogabile continuamente e al livello di tensione a cui si connettono ^[10].

Tabella 1: Classificazione impianti di produzione

	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Potenza	$P \geq 0.8\text{kW}$ $P < 11.08\text{kW}$	$P \geq 11.08\text{kW}$ $P < 6\text{MW}$	$P \geq 6\text{MW}$ $P < 10\text{MW}$	$P \geq 10\text{MW}$
	&	&	&	o
Tensione	$V < 110\text{kV}$	$V < 110\text{kV}$	$V < 110\text{kV}$	$V \geq 110\text{kV}$

Ogni tipologia di impianto ha degli obblighi tecnici nel proprio funzionamento, sempre più stringenti al crescere della potenza dell'impianto stesso, in sintesi qui riportati:

- **Tipo A:** Permanenza di connessione alla rete in presenza di variazioni di frequenza entro un determinato intervallo, senza significative variazioni di potenza erogata. Inoltre, in caso di distacco, la riconnessione deve essere automatica senza limitazioni sulla potenza immessa.
- **Tipo B:** Oltre alle richieste per il Tipo A, questo tipo di impianto deve avere un sistema di comunicazione con il gestore di rete o con il Transmission System Operator nelle modalità e nelle tempistiche definite dallo stesso, con lo scopo di rendere visibile l'impianto e il suo stato di funzionamento. Durante la riconnessione devono garantire determinate condizioni di potenza immessa, insensibilità alla variazione di tensione e partecipare parzialmente alla regolazione della tensione.

-
- **Tipo C:** Oltre alle richieste per il Tipo A e B, un impianto di tipo C deve garantire i requisiti per la stabilità della frequenza (ripristino della frequenza, risposta frequenza/potenza, etc.), la gestione del sistema elettrico (registrazione transitori, protezioni, etc.) e la regolazione della tensione oltre alla sua stabilità locale.
 - **Tipo D:** Oltre alle richieste per il Tipo A, B e C gli impianti di questa tipologia devono garantire tutte le richieste per la regolazione e la stabilità della tensione.

Le soglie per determinare la tipologia dell'impianto scelte dal gestore di rete sono state selezionate con l'intento di inglobare anche gli impianti di generazione da fonti rinnovabili, e garantire un migliore stabilità del sistema avendo abbassato da 1MW ad 11,08kW la soglia minima del Tipo B che richiede la stabilità della potenza erogata alle variazioni di tensione oltre che frequenza.

Seppur siano stati presi in considerazione i parchi di generazione tramite fonti rinnovabili nelle decisioni per l'implementazione del regolamento europeo, non è stata considerata la possibilità di una regolazione "classica" della potenza erogata da questi impianti. All'interno del documento non esistono informazioni specifiche per un impianto fotovoltaico capace di avere riserva di potenza nel suo funzionamento normale, infatti, in caso di sovra-frequenza la potenza immessa viene ridotta fino al distacco completo dell'impianto se si raggiungono i 51,5Hz mentre nel caso di sotto-frequenza la produzione fotovoltaica non viene considerata nelle procedure di regolazione. L'oggetto di questa tesi si trova quindi all'interno di un piccolo vuoto normativo per determinare se le considerazioni e i risultati di questo elaborato siano applicabili nel campo reale. Per ovviare all'incertezza sulla qualità dei risultati verranno presi in considerazione i parametri di regolazione richiesti agli impianti tradizionali.

In Italia la maggioranza degli impianti di produzione fotovoltaica si connette alla rete elettrica tramite collegamenti in Bassa e Media tensione con potenze inferiori al MW, si prenderanno quindi in considerazione gli impianti di tipo B e le conseguenti richieste operative ^[11] che consistono in:

- **Tolleranza di set Point:** $\pm 2,5\%$ della potenza nominale;
- **Tempo massimo di raggiungimento del Set Point:** 1 minuto;
- **Massimo gradino di riduzione di potenza:** 10% della potenza nominale.

A differenza degli impianti tradizionali la definizione di una potenza nominale per un impianto fotovoltaico risulta complicata vista la natura variabile della produzione di energia, si è concordato quindi che la potenza nominale di un pannello fotovoltaico è la potenza prodotta in condizioni standard di temperatura e irraggiamento e sarà usata questa potenza di riferimento nella valutazione dei risultati.

3 MODELLO DI PARTENZA

Questo progetto di tesi cerca di adattare un algoritmo di MPPT per la ricerca del punto di lavoro a potenza ridotta. La tecnica di ricerca del punto massimo si basa sul modello matematico semplificato di un pannello, impiegando semplificazioni e relazioni particolari del punto massimo che verranno esposte in questo capitolo.

3.1 Modello matematico di un pannello fotovoltaico

In letteratura sono presenti una grande varietà di modelli fisici e matematici che descrivono il funzionamento delle celle fotovoltaiche ^{[12][13][14]}, questi modelli però, presentano una grande complessità e onerosità nella determinazione dei parametri di calibrazione, per ottenere un aumento dell'accuratezza insufficiente a giustificare l'utilizzo nel campo reale. Un buon compromesso tra accuratezza e complessità si trova nei modelli a due o tre diodi. I modelli a due o tre diodi non considerano alcuni effetti presenti in particolari condizioni e solitamente uno degli esponenziali ha effetti visibili solo a bassa tensione e irraggiamento, motivi per il quale si può impiegare un modello più semplice con un singolo diodo per il tracciamento del punto massimo, senza incorrere in una perdita significativa di accuratezza ^[15].

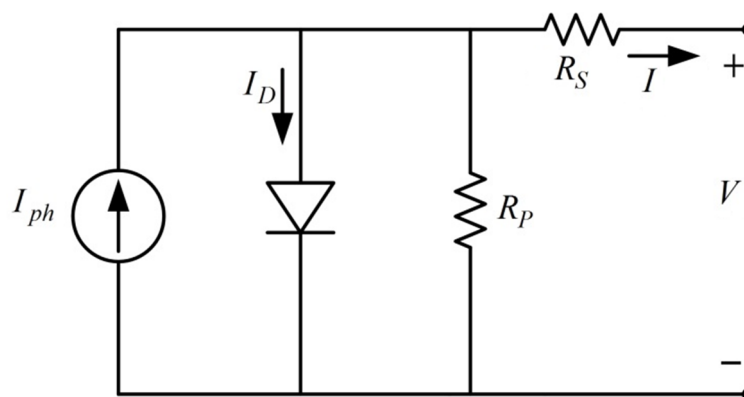


Figura 3: Modello a singolo diodo di un pannello fotovoltaico

Il modello a singolo diodo di Figura 3 richiede la conoscenza di cinque parametri ricavati dai valori forniti nel datasheet oppure tramite prove di misura, inoltre, non esiste l'espressione esplicita di tensione e corrente.

È stato dimostrato che vicino al punto massimo di funzionamento, la resistenza parallelo R_p ha un effetto trascurabile e per questo molto spesso il circuito viene semplificato tramite l'assunzione di $R_p \rightarrow \infty$, portando ad avere il circuito semplificato di Figura 4 ^[13].

Dal circuito di Figura 4 si può ricavare l'equazione che descrive il sistema:

$$V = V_T * \ln \left(1 + \frac{I_{ph} - I}{I_s} \right) - R_s * I \quad (3.1)$$

Dove:

- I è la corrente erogata alla tensione V ;
- I_{ph} è la foto-corrente;
- I_s è la corrente di saturazione inversa;
- V_T è la tensione termica del diodo;
- R_s è la resistenza serie.

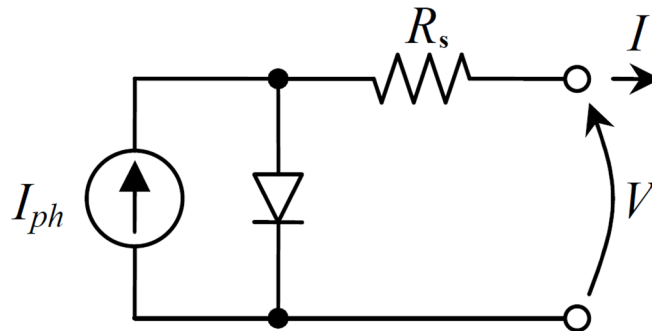


Figura 4: Modello a singolo diodo semplificato

Per semplicità, l'equazione viene riscritta in modo da utilizzare parametri direttamente forniti dal produttore o più facilmente ricavabili dalle curve I-V, secondo le relazioni:

$$V_{oc} = V|_{I=0} = V_T * \ln \left(1 + \frac{I_{ph}}{I_s} \right) \rightarrow I_s = \frac{I_{ph}}{e^{\frac{V_{oc}}{V_T}} - 1} \quad (3.2)$$

$$I_{sc} \gg I_s \quad (3.3)$$

$$e^{\frac{V_{oc}}{V_T}} \ll 1 \quad (3.4)$$

Da cui si ottiene l'equazione finale del modello:

$$V = V_{oc} + V_T * \ln\left(1 - \frac{I}{I_{sc}}\right) - R_s * I \quad (3.5)$$

Dove:

- I è la corrente erogata alla tensione V ;
- I_{sc} è la corrente di corto circuito;
- V_{oc} è la tensione di circuito aperto;
- V_T è la tensione termica del diodo;
- R_s è la resistenza serie.

A cui corrisponde il nuovo circuito di Figura 5.

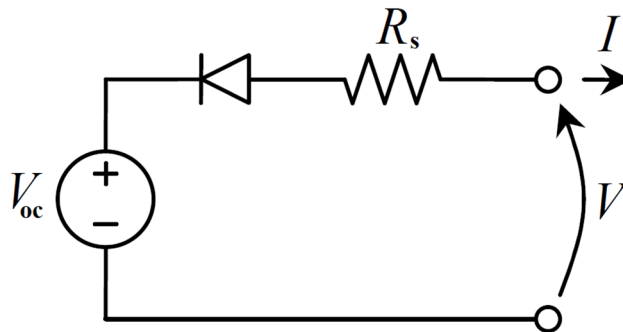


Figura 5: Modello "serie" a singolo diodo semplificato

3.2 MPPT basato sul modello del pannello

Il problema principale, di un metodo di tracciamento del punto massimo basato su modello, consiste nella necessità di conoscere temperatura e irraggiamento in ogni istante del funzionamento perché sia possibile dare il riferimento corretto al convertitore elettronico. Sono stati quindi sviluppati dei metodi che eliminano la necessità di costosi piranometri.

3.2.1 Eliminazione della dipendenza dall'irraggiamento ^[16]

Per poter eliminare la dipendenza diretta della stima dall'irraggiamento, è possibile introdurre le definizioni di V_T , I_{ph} e V_{oc} in funzione delle caratteristiche a condizioni standard STC ($G=1000W/m^2$, $T=25^\circ C$, $AM=1,5$):

$$I_{ph} = I_{ph0} * \frac{G}{G_0} [1 + \alpha(T_c - T_{c0})] \quad (3.6)$$

$$V_{oc} = V_{oc0} [1 + \beta(T_c - T_{c0})] + V_T * \ln\left(\frac{G}{G_0}\right) \quad (3.7)$$

$$V_T = V_{T0} * \frac{T_c}{T_{c0}} \quad (3.8)$$

Dove, indicate con “0” le grandezze a condizioni standard:

- I_{ph} è la foto-corrente della cella;
- G è la radiazione solare;
- T_c è la temperatura della cella;
- V_{oc} è la tensione di circuito aperto;
- V_T è la tensione termica del diodo.

Sostituendo all'interno di (3.5) le relazioni (3.6), (3.7) e (3.8), si può ottenere l'equazione di G in funzione delle grandezze standard e della tensione e corrente di uscita:

$$G = \frac{G_0 * I}{I_{ph0} [1 + \alpha(T_c - T_{c0})]} + G_0 e^{\frac{T_{c0} V + R_s I - V_{oc0} [1 + \beta(T_c - T_{c0})]}{V_{T0}}} \quad (3.9)$$

3.2.2 Algoritmo di MPPT a 9 parametri ^[16]

In letteratura si può trovare una ben nota equazione della tensione di punto massimo che lega la V_{mp} alla temperatura della cella T_c e all'irraggiamento G , tramite quattro coefficienti.

$$V_{mp} = A_0 + A_1 T_c + A_2 \ln(G) + A_3 \ln^2(G) \quad (3.10)$$

Applicando la relazione (3.9) è possibile riscrivere l'equazione (3.10) in modo da rimuovere la necessità della conoscenza di G durante il funzionamento, ottenendo la seguente equazione di stima della tensione di punto massimo:

$$\begin{aligned} V_{mp} = & A_0 + A_1 T_c + \\ & + A_2 \ln\left(\frac{G_0 * I}{I_{ph0} [1 + \alpha(T_c - T_{c0})]} + G_0 e^{\frac{T_{c0} V + R_s I - V_{oc0} [1 + \beta(T_c - T_{c0})]}{V_{T0}}}\right) + \\ & + A_3 \ln^2\left(\frac{G_0 * I}{I_{ph0} [1 + \alpha(T_c - T_{c0})]} + G_0 e^{\frac{T_{c0} V + R_s I - V_{oc0} [1 + \beta(T_c - T_{c0})]}{V_{T0}}}\right) \end{aligned} \quad (3.11)$$

I parametri dell'equazione sono ricavabili tramite prove di misura a diverse condizioni di funzionamento e una volta stimati è possibile impiegare l'equazione per determinare la tensione del punto massimo di riferimento per il convertitore elettronico.

L'equazione (3.11) può essere riscritta più chiaramente e in forma più conveniente:

$$V_{mp} = B_0 + B_1 T_c + B_2 \ln \left(\frac{I}{1 + B_4 T_c} + B_5 e^{\frac{V+B_6 I - B_7}{B_8 T_c}} \right) + \quad (3.12)$$

$$+ B_4 \ln^2 \left(\frac{I}{1 + B_4 T_c} + B_5 e^{\frac{V+B_6 I - B_7}{B_8 T_c}} \right)$$

Dove i parametri $B_0 \div B_8$ sono i coefficienti ricavabili dalla misura di tensione, corrente e temperatura durante le prove di calibrazione. La misura diretta della temperatura della cella T_c risulta difficoltosa, in quanto difficilmente accessibile, per cui si è soliti impiegare la temperatura del telaio su cui sono montate le celle, che hanno la funzione secondaria di dissipatori di calore, portando a un piccolo errore accettabile di stima.

3.2.3 Algoritmo di MPPT a 4 parametri ^[17]

Il maggiore svantaggio del metodo a 9 parametri è l'elevato numero di coefficienti da stimare e la complessità di stima dell'irraggiamento. È possibile semplificare l'equazione (3.12) impiegando un nuovo modello, con un buon compromesso tra precisione e semplicità, che sfrutta la conoscenza a priori delle caratteristiche del pannello secondo queste equazioni:

$$V_{mp} = V_{mp0} \left[1 + \beta_{mp} (T - T_0) + \delta_1 \ln \left(\frac{G}{G_0} \right) + \delta_2 \ln^2 \left(\frac{G}{G_0} \right) \right] \quad (3.13)$$

$$I_{mp} = I_{mp0} \frac{G}{G_0} [1 + \alpha_{mp} (T_c - T_{c0})] \quad (3.14)$$

Dove, indicate con "0" le grandezze a condizioni di riferimento:

- V_{mp} è la tensione di punto massimo;
- I_{mp} è la corrente di punto massimo;
- G è la radiazione solare;
- T_c è la temperatura della cella;
- α_{mp} , β_{mp} , δ_1 , δ_2 sono i coefficienti di correzione di irraggiamento e temperatura.

Nell'equazione (3.14) l'influenza della temperatura è sufficientemente debole da poter riscrivere la relazione in:

$$\frac{I_{mp}}{I_{mp0}} \cong \frac{G}{G_0} \quad (3.15)$$

Che una volta sostituita in (3.13) permette di eliminare la dipendenza diretta da G.

$$V_{mp} \cong V_{mp0} \left[1 + \beta_{mp}(T - T_0) + \delta_1 \ln \left(\frac{I_{mp}}{I_{mp0}} \right) + \delta_2 \ln^2 \left(\frac{I_{mp}}{I_{mp0}} \right) \right] \quad (3.16)$$

L'equazione ottenuta richiede la conoscenza della corrente di punto massimo, è però possibile utilizzarla in maniera iterativa ottenendo una buona approssimazione del punto massimo. Infatti, il contributo maggiore per la tensione del punto massimo è la temperatura, è possibile quindi trovare un punto iniziale di funzionamento trascurando i due termini logaritmici, per poi utilizzare la corrente erogata dal pannello I, sostituita alla corrente I_{mp} , nell'iterazione, avvicinandosi al punto massimo fino a raggiungerlo.

Con le considerazioni appena fatte, è quindi possibile riscrivere l'equazione (3.16) in:

$$V_{mp} = \alpha_0 + \alpha_1 T_c + \alpha_2 \ln(I) + \alpha_3 \ln^2(I) \quad (3.17)$$

La relazione che otteniamo, rispetto all'equazione (3.12), è chiaramente più semplice e richiede la caratterizzazione di soli 4 coefficienti.

3.2.4 Determinazione coefficienti Alfa ^[18]

Per la determinazione dei 4 parametri alfa, è necessaria l'acquisizione di certo numero di curve V-I all'interno di una giornata soleggiata in maniera da avere sicurezza nella determinazione del punto massimo. Ottenute le N curve con i rispettivi valori di temperatura, tensione e corrente del punto massimo è possibile scrivere una matrice seguendo la forma dell'equazione (3.17):

$$\begin{bmatrix} V_{mp,1} \\ V_{mp,2} \\ \vdots \\ V_{mp,N} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & T_{p,1} & \ln(I_{mp,1}) & \ln^2(I_{mp,1}) \\ 1 & T_{p,2} & \ln(I_{mp,2}) & \ln^2(I_{mp,2}) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & T_{p,N} & \ln(I_{mp,N}) & \ln^2(I_{mp,N}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \alpha_0 \\ \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \alpha_3 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$\mathbf{V}_{mp} = \mathbf{F} * \mathbf{A}$$

Per ottenere la matrice di coefficienti \mathbf{A} si inverte l'equazione matriciale tramite la matrice pseudo-inversa di Moore-Penrose ottenendo:

$$\mathbf{A} = (\mathbf{F}^T \mathbf{F})^{-1} \mathbf{F}^T \mathbf{V}_{mp} \quad (3.19)$$

Questo tipo di stima è stato sperimentalmente provato, trovando una dipendenza dalla presenza o meno di curve con parziale ombreggiatura del pannello nel set di dati, è quindi opportuno introdurre una matrice “di peso” che limiti i disturbi causati dalle curve V-I distorte. La correzione al problema si è ottenuta cercando la minimizzazione dell'energia persa nell'arco della giornata dovuta alla differenza tra potenza massima teorica e stimata, ottenendo la matrice dell'irraggiamento \mathbf{G} come matrice “peso”.

$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} G_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & G_2 & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & G_N \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

$$\mathbf{A} = (\mathbf{F}^T \mathbf{G} \mathbf{F})^{-1} \mathbf{G} \mathbf{F}^T \mathbf{V}_{mp} \quad (3.21)$$

L'andamento nella giornata dei valori di potenza massima hanno una relazione lineare con l'andamento dell'irraggiamento, motivo per cui è possibile utilizzare la matrice delle potenze massime \mathbf{P}_{mp} al posto della matrice \mathbf{G} , così da eliminare la necessità di conoscere l'irraggiamento anche nella fase di caratterizzazione.

$$\mathbf{P}_{mp} = \begin{bmatrix} P_{mp,1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & P_{mp,2} & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & P_{mp,N} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Ottenendo l'equazione finale per il calcolo dei 4 coefficienti alfa:

$$\mathbf{A} = (\mathbf{F}^T \mathbf{P}_{mp} \mathbf{F})^{-1} \mathbf{P}_{mp} \mathbf{F}^T \mathbf{V}_{mp} \quad (3.23)$$

4 MODIFICA DEL MODELLO

Il modello a 4 parametri visto al capitolo precedente, è calibrato e ottimizzato per la ricerca del punto massimo tramite i coefficienti alfa. Per poter essere utilizzato nella stima di un punto diverso dal massimo, quindi, sono necessarie alcune accortezze e considerazioni sul funzionamento del sistema che si vuole ottenere, come la zona di lavoro e la quota di riserva. Una volta determinate le caratteristiche di lavoro del sistema, i coefficienti del modello verranno ricalcolati con la stessa metodologia per la tecnica di MPPT, con le modifiche necessarie dettate dalle considerazioni fatte.

4.1 Calibrazione dei coefficienti Alfa per il nuovo punto

Il calcolo dei nuovi coefficienti alfa richiede di conoscere le caratteristiche di tensione e corrente del punto a potenza ridotta che si vuole trovare, è quindi necessario decidere e determinare la zona in cui lavorerà il pannello una volta in funzione.

4.1.1 *Punti di lavoro a potenza ridotta*

In letteratura è ancora oggetto di dibattito il posizionamento sulla curva V-I (o P-V) da adottare per il funzionamento a potenza ridotta.

A destra del punto massimo si presentano dinamiche più rapide di controllo grazie alle grandi variazioni di corrente per piccole variazioni di tensione, caratteristica che potrebbe causare significative perdite di energia con convertitori elettronici poco prestanti o con piccoli errori di set-point. Inoltre, in caso di variazioni improvvise nell'irraggiamento, il sistema risulta instabile perché la tensione impostata potrebbe portare il punto di lavoro ad uscire dalle curve V-I.

A sinistra del punto massimo al costo di dinamiche più lente, si ottiene maggiore stabilità e una sensibilità inferiore ad errori di set-point o a convertitori elettronici di bassa qualità. A differenza della zona di destra il punto di lavoro rimane all'interno delle curve V-I nonostante le variazioni di irraggiamento.

In questo progetto di tesi è stata scelta la zona a sinistra del punto massimo per le caratteristiche di stabilità, di inferiore sensibilità agli errori di tensione e di minore variazione della corrente con valori compresi tra la corrente di corto circuito e la corrente del punto massimo.

Nella zona di sinistra sono stati presi in considerazione quattro punti di lavoro, a livelli di 80, 85, 90 e 95% della potenza massima in modo da avere un'analisi semplice ma sufficientemente varia del comportamento dell'algoritmo. La discretizzazione dei punti di lavoro per potenza inferiore alla massima nasce dalla natura dell'algoritmo originale, che individua un singolo punto (il massimo) e non è quindi utilizzabile per trovare un insieme di punti.

Le grandezze dei nuovi punti di lavoro sono state estratte dai rilevamenti su un pannello fotovoltaico, registrate nell'arco della giornata del 31 marzo 2017. Il set di dati utilizzato contiene 529 curve V-I descritte da 10350 coppie tensione-corrente, con i rispettivi irraggiamenti, temperature e grandezze di punto massimo (V_{mp} , I_{mp}). Conoscendo quindi le grandezze di punto massimo e le curve V-I, i punti di lavoro ridotti sono stati individuati per ogni curva tramite un semplice algoritmo di ricerca del superamento di una soglia realizzato in MatLab, riportato in Figura 6, dove "P_voluta" è la potenza ridotta desiderata e "P_filt" è il valore punto per punto della potenza lungo la curva V-I.

```

for zz=1:n_casi % 4 casi percentuali(80/85/90/95%)
  for ii=1:n_curve % Numero di curve registrate nella giornata
    k=0;
    for jj=1:n_dati-1 % Scorrimento su tutti i punti di una curva

      % Ricerca del punto di lavoro a potenza ridotta
      if P_filt(jj,ii)<P_voluta(ii,zz) && P_filt(jj+1,ii)>=P_voluta(ii,zz) && k==0
        V_rid(ii,zz)=V_filt_grande(jj,ii);
        I_rid(ii,zz)=I_filt_grande(jj,ii);
        P_rid(ii,zz)=P_filt(jj,ii);
        indice(ii,zz)=jj;
        k=1;
      end
    end
  end
end

```

Figura 6: Algoritmo di ricerca del punto di lavoro ridotto

L'algoritmo fornisce i dati di tensione "V_{rid}", corrente "I_{rid}" e potenza "P_{rid}" dei punti di lavoro ridotti, necessari per la modifica del modello nei 4 casi di riduzione. Un esempio di tali dati riportati sulle curve V-I e P-V è riportato in Tabella 2 e illustrato in Figura 7.

Tabella 2: Grandezze MP e punti ridotti

	Tensione [V]	Corrente [A]	Potenza [W]
Punto massimo	28.433	4.312	122.61
Punto 95%	25.075	4.644	116.46
Punto 90%	23.423	4.711	110.34
Punto 85%	21.951	4.748	104.22
Punto 80%	20.565	4.769	98.07

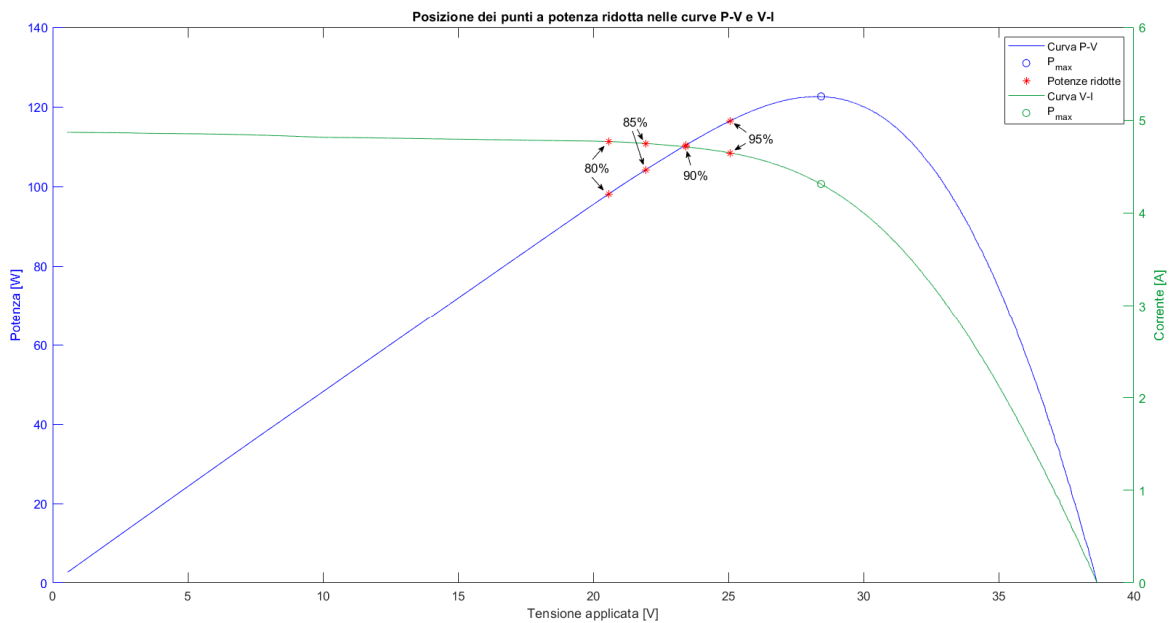


Figura 7: Punti a potenza ridotta sulle curve P-V e V-I

4.1.2 Calcolo dei coefficienti

Per stimare i coefficienti alfa è stata impiegata la stessa metodologia vista nel capitolo 3.2.4, utilizzando all'interno delle matrici le grandezze appena trovate dei punti ridotti, al posto delle grandezze di punto massimo.

Le nuove equazioni per il calcolo dei coefficienti alfa dal set di dati del 31 marzo 2017 sono:

$$P_{rid} = \begin{bmatrix} P_{rid,1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & P_{rid,2} & \ddots & \vdots \\ \vdots & \ddots & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & P_{rid,529} \end{bmatrix}, \quad V_{rid} = \begin{bmatrix} V_{rid,1} \\ V_{rid,2} \\ \vdots \\ V_{rid,529} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$F_{rid} = \begin{bmatrix} 1 & T_{p,1} & \ln(I_{rid,1}) & \ln^2(I_{rid,1}) \\ 1 & T_{p,2} & \ln(I_{rid,2}) & \ln^2(I_{rid,2}) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 1 & T_{p,529} & \ln(I_{rid,529}) & \ln^2(I_{rid,529}) \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Applicando le nuove matrici all'equazione (3.23) si ottiene l'equazione per il calcolo degli alfa:

$$A_{rid} = (F_{rid}^T P_{rid} F_{rid})^{-1} P_{rid} F_{rid}^T V_{rid} \quad (4.3)$$

Da cui si ottengono i coefficienti riportati qui sotto.

Tabella 3: Coefficienti di MP e ridotti

	α_0 [V]	α_1 [V/°C]	α_2 [V]	α_3 [V]
Punto massimo	36.7056	-0.1484	0.3524	-1.8088
Punto 95%	33.7485	-0.1357	-0.6772	-1.2589
Punto 90%	31.6379	-0.1250	-0.5031	-1.3085
Punto 85%	29.5827	-0.1146	-0.2049	-1.3906
Punto 80%	27.7254	-0.1066	-0.0823	-1.3800

4.2 Ricerca del Punto di lavoro a potenza ridotta

Il controllo del pannello è realizzato tramite la regolazione della tensione che viene fornita in uscita dall'algoritmo di ricerca. Si tratta di un processo iterativo in cui tramite imposizione della tensione e misura di corrente e temperatura, permette di avvicinarsi e raggiungere il punto desiderato in pochi passi (solitamente converge in massimo 5 passi). Per il calcolo della tensione da applicare è stata usata l'equazione (3.17) con i coefficienti alfa di Tabella 3.

Il processo di stima della tensione e di misura della corrente è stato simulato in ambiente MatLab, tramite il codice esposto in Figura 8, su un insieme di 30 giornate in successione a partire dal set di dati in cui sono stati calcolati gli alfa, così da capire se i coefficienti di stima ottenuti fossero validi anche per le giornate successive.

```

for hh=1:n_casi % Stima nei 4 casi percentuali
    zz=0;
    for jj=1:n_curve % Stima per ogni cruva
        % Determina la corrente di partenza per l'iterazione
        if jj==1
            I_iter(jj, hh)=interpolaR(V_filt_grande(:,1), I_filt_grande(:,1), (Vmp_grande(1)*0.7));
        else
            I_iter(jj, hh)=interpolaR(V_filt_grande(:,jj), I_filt_grande(:,jj), Stima_V(jj-1, hh));
        end
        % Processo di stima
        for ii=1:n_passi_stima
            % Verifica se dati NaN o Inf, se presenti non permette la stima
            if isnan(log(I_iter(jj, hh))) || isinf(log(I_iter(jj, hh))) || log(I_iter(jj, hh))==0
                zz=zz+1;
                indici(zz, hh)=jj; % Memoria temporanea della posizione dei dati "problematici"
            else
                % Stima della tensione
                Stima_V(jj, hh)=alfa_P_mod(hh,1)+alfa_P_mod(hh,2)*T_grande(jj,1)...
                    +alfa_P_mod(hh,3)*log(I_iter(jj, hh))+alfa_P_mod(hh,4)*((log(I_iter(jj, hh)))^2);
                % "Misura" della corrente
                I_iter(jj, hh)=interpolaR(V_filt_grande(:,jj), I_filt_grande(:,jj), Stima_V(jj, hh));
                % Verifica presenza errori di "misura" della corrente
                if imag(I_iter(jj, hh))~=0 || I_iter(jj, hh)<0
                    I_iter(jj, hh)=0;
                    Stima_V(jj, hh)=0.0001;
                end
            end
        end
    end
end
end

```

Figura 8: Codice di stima della tensione per il funzionamento a potenza ridotta

La misura della corrente viene simulata dalla funzione “interpolaR” che tramite la conoscenza delle curve V-I risale alla corrente corrispondente alla tensione stimata, simulando di fatto la reazione del pannello fotovoltaico all’imposizione di una determinata tensione. Possono verificarsi però alcuni problemi dovuti alla presenza di alcune curve “corrotte” all’interno del set di dati, che portano a risultati (zeri, complessi, NaN, o infiniti) fisicamente errati. Per questo motivo, all’interno del codice, sono presenti delle funzioni di controllo per tali eventualità in modo da individuarle ed evitare che disturbino il processo di stima.

4.3 Ricostruzione del punto massimo

Il modello utilizzato calcola la tensione da imporre per ottenere la potenza desiderata, in funzione alla potenza massima, non è però possibile conoscere l'effettiva potenza massima che il pannello potrebbe erogare e quindi non conosciamo con certezza se stiamo lavorando correttamente.

Una possibile soluzione sarebbe quella di passare momentaneamente dal metodo modificato al metodo di MPPT, così da conoscere con precisione il punto di massima potenza, per poi tornare a lavorare a potenza ridotta. Si tratta però di una forte perturbazione nel funzionamento dell'impianto che potrebbe far insorgere diversi problemi, come l'instabilità della rete. È quindi meglio analizzare altre possibilità per determinare il corretto funzionamento dell'algoritmo.

4.3.1 Stima semplice

Il modo più semplice per determinare il punto massimo dalle condizioni di lavoro a potenza ridotta è quello di impiegare la conoscenza della quota di riduzione di potenza, a cui il sistema sta funzionando, per calcolare la potenza massima. Ad esempio, se si sta lavorando con il set di coefficienti alfa per la riduzione del 10% della potenza, si dovrà semplicemente assumere di trovarsi veramente al 90% della potenza massima e usare la formula:

$$P_{max} = \frac{P_{rid}}{90} * 100 \quad (4.4)$$

Trattandosi di una stima semplicistica, l'errore commesso sulla stima del punto ridotto si ripercuote linearmente sulla stima della potenza massima, quindi maggiore è l'errore commesso dall'algoritmo maggiore sarà l'incertezza sulla potenza massima. Altro aspetto negativo di questa stima, anche se secondario, è la conoscenza esclusiva della potenza, senza nessun tipo di informazione sulla tensione e sulla corrente del punto massimo.

4.3.2 Interpolazione lineare della corrente

Una stima della potenza massima si può ottenere tramite il modello di MPPT che è stato modificato all'interno di questo capitolo, con qualche accortezza che migliori la stima finale. Con i dati che sono disponibili durante il funzionamento, ovvero tensione e corrente ridotta non è possibile determinare il punto massimo con la sola MPPT perché si calcolerebbe solo la tensione del punto massimo, contenete un errore significativo dovuto alla differenza tra corrente di punto massimo e corrente ridotta.

La soluzione che si è trovata, è quella di definire un coefficiente Gamma (γ) che descriva una retta intersecante il punto massimo e il punto ridotto, nella curva V-I, così da ottenere una relazione lineare tra le grandezze dei due punti. Tramite la definizione di retta è stato sviluppato il calcolo di gamma:

$$\gamma = \frac{I_{mp} - I_{rid}}{V_{mp} - V_{rid}} \quad (4.5)$$

Questo nuovo coefficiente è però associato ad una singola curva come visibile nell'esempio di Figura 9, ciò significa che al variare dell'irraggiamento sarebbe necessario impiegare un gamma differente.

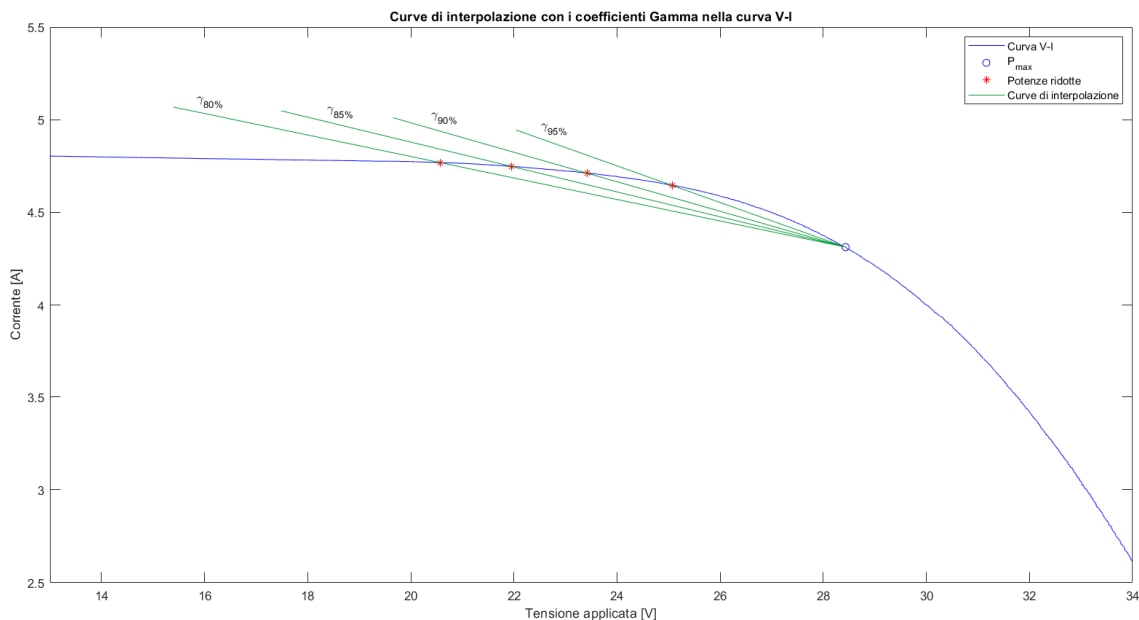


Figura 9: Esempio di coefficienti gamma per una curva nei 4 casi

Per poter utilizzare gamma in modo efficace si è quindi presentata la necessità di unire in un unico coefficiente l'intera giornata. Per fare ciò, è stato deciso di modificare la formula (4.5)

introducendo a denominatore la corrente ridotta per rendere più uniformi i valori di gamma tra le diverse curve:

$$\gamma = \frac{I_{mp} - I_{rid}}{V_{mp} - V_{rid}} / I_{rid} \quad (4.6)$$

Una volta normalizzati i valori di gamma è stata fatta una media, ottenendo un valore unico da poter usare su tutta la giornata e sui giorni successivi.

Per risalire alla potenza massima è stato creato un algoritmo ricorsivo che, usando la corrente ridotta come dato di partenza, stima la tensione di punto massimo:

$$V_{mp,stimata} = \alpha_{mp0} + \alpha_{mp1}T_p + \alpha_{mp2}\ln(I_{mp,stimata}) + \alpha_{mp3}\ln^2(I_{mp,stimata}) \quad (4.7)$$

stima la corrente di punto massimo, tramite il coefficiente gamma:

$$I_{mp,stimata} = [\gamma_{medio} * (V_{mp,stimata} - V_{rid}) + 1] * I_{rid} \quad (4.8)$$

ottenendo in circa 3÷5 iterazioni le caratteristiche del punto massimo.

5 RISULTATI

Per determinare la validità del modello, è stato simulato il suo funzionamento in ambiente MatLab su un set dati composto da 30 giornate, dal 31 marzo al 29 aprile 2017, acquisito tramite un pannello fotovoltaico con potenza nominale pari a 180W.

5.1 Qualità di stima del punto a potenza ridotta

Le simulazioni realizzate durante la validazione del progetto, presentano alcuni errori dovuti a errori di acquisizione oppure a fenomeni di oscuramento del pannello durante la ricostruzione delle curve V-I, soprattutto a inizio e fine giornata. Essendo la simulazione basata sulla conoscenza dell'intera curva V-I, la presenza di questi errori influenza profondamente la qualità della stima.

Per questo motivo all'interno dei grafici si presenteranno dei picchi sostanziali negli errori di stima di alcune curve, che nel caso di prove reali non sarebbero stati così evidenti. I picchi più grandi sono stati eliminati per migliorare la visibilità del vero andamento degli errori.

Tutti gli errori riportati in questo capitolo sono stati calcolati secondo le seguenti equazioni:

$$\text{Errore} = \text{Valore stimato} - \text{Valore vero} \quad (5.1)$$

$$\text{Errore \%} = \frac{\text{Valore stimato} - \text{Valore vero}}{\text{Valore vero}} * 100 \quad (5.2)$$

5.1.1 Errori di stima nella stessa giornata di calibrazione degli alfa

Per determinare la qualità della stima nelle condizioni migliori, è stato osservato l'errore in percentuale commesso nella stima della tensione e della potenza del punto ridotto nella giornata del 31 marzo 2017, la stessa usata per il calcolo dei coefficienti alfa.

Utilizzando l'equazione (5.2) è stato calcolato l'errore percentuale di tensione ottenendo l'andamento durante la giornata riportato in Figura 10.

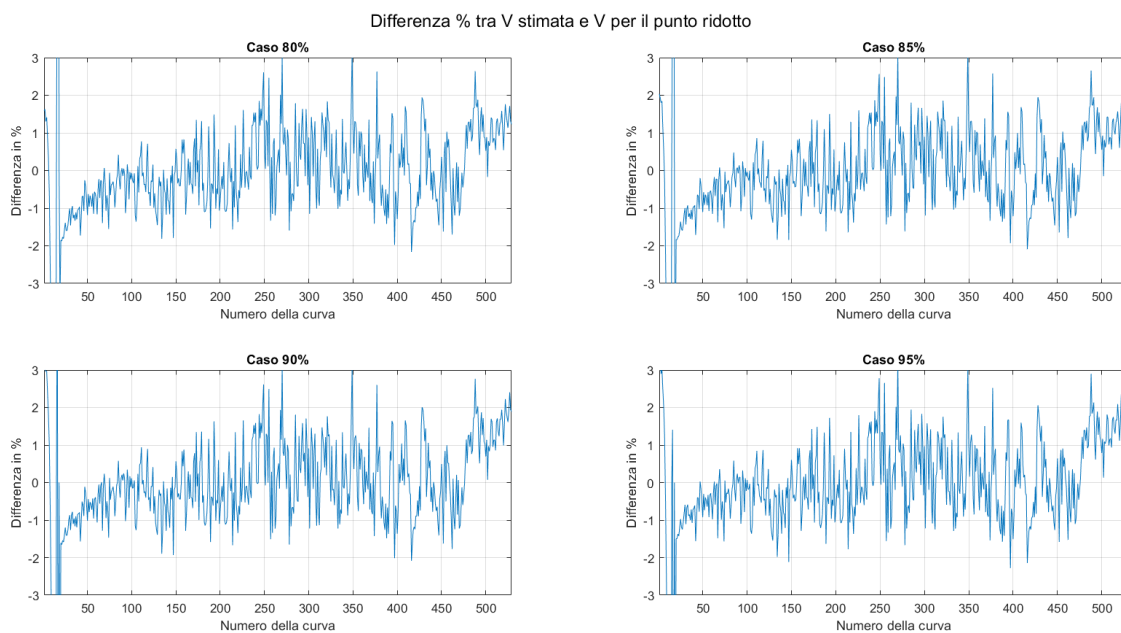


Figura 10: Errore % di stima della tensione nella stessa giornata di calibrazione

Il punto di lavoro, trovandosi sul tratto lineare della curva V-I, non presenta significative variazioni di corrente e quindi l'errore commesso sulla tensione è pressoché lo stesso errore commesso sulla potenza, con il caso al 95% della potenza massima che presenta la differenza maggiore anche se piccola.

Dalla normativa vista al capitolo 2.3, la richiesta di precisione nel set point di lavoro per la regolazione di potenza di un impianto di tipo B è del 2,5% della potenza nominale. Se ora calcoliamo l'errore della potenza erogata rispetto alla potenza target, e lo rapportiamo percentualmente alla potenza nominale, tramite la formula:

$$Errore \% = \frac{P_{ottenuta} - P_{voluta}}{P_{nominale}} * 100 \quad (5.3)$$

si ottiene l'andamento di Figura 11, dove sono evidenziate in rosso le soglie da rispettare secondo la normativa.

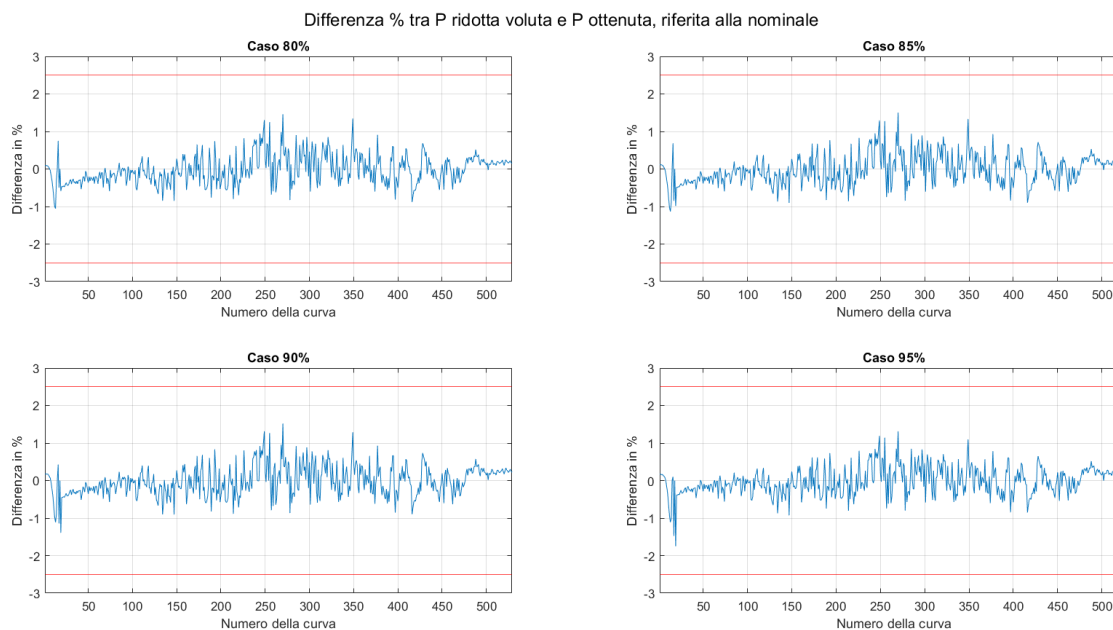


Figura 11: Errore sulla potenza ridotta del 31 marzo, riferita alla potenza nominale

Come si può notare, l'errore commesso sulla potenza rispetto alla nominale risulta abbastanza contenuto, tanto da rimanere quasi sempre inferiore al $\pm 1\%$, rispettando largamente le richieste da parte della norma.

5.1.2 Andamento degli errori di stima nel corso delle 30 giornate

Andando ad analizzare il comportamento dell'algoritmo sull'intero mese di simulazione, se si mettono a confronto i risultati, illustrati in Figura 12, tra l'impiego degli alfa calibrati al 31 marzo (in blu) e gli alfa calibrati per ogni giornata (in rosso), non si osserva una deriva significativa verso valori più positivi o negativi dell'errore. Si può notare invece un leggero ma progressivo aumento dell'entità dell'errore nella stima.

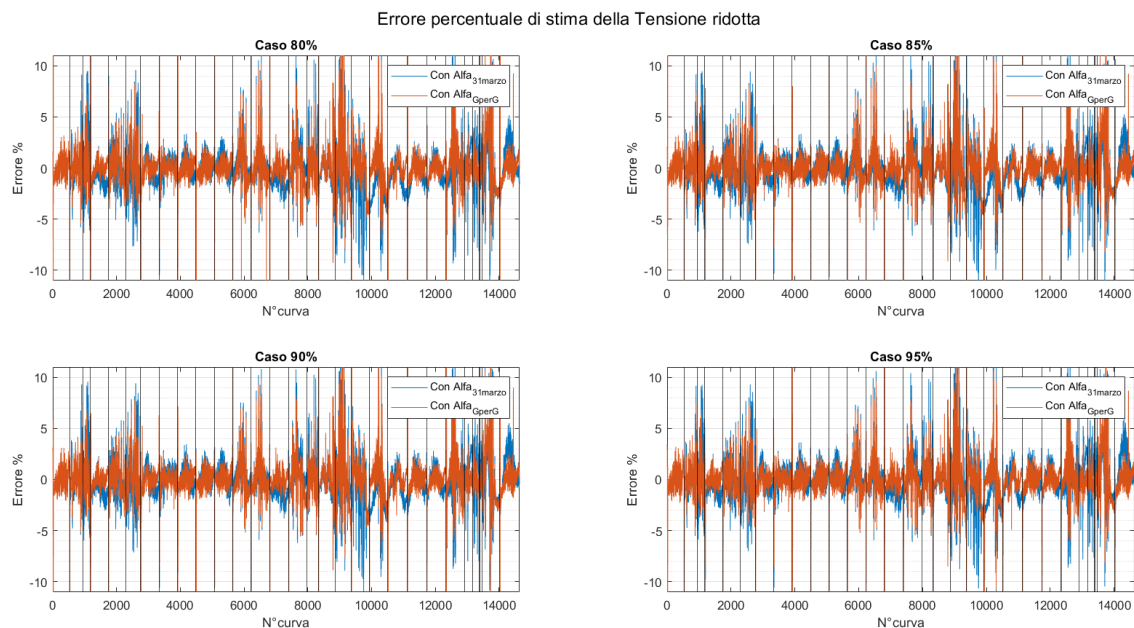


Figura 12: Errore di stima della tensione ridotta, confronto per la deriva degli alfa

All'interno della figura le diverse giornate sono state separate da linee verticali nere rendendo possibile individuare le giornate di bel tempo con un buon irraggiamento e le giornate di cattivo tempo in cui ci sono forti variazioni di radiazione solare. L'errore elevato visibile dai picchi nelle giornate di cattivo tempo non è ben chiaro se sia dovuto all'algoritmo di stima oppure ai dati disponibili per la simulazione.

Come si può vedere in Figura 13 nelle giornate soleggiate evidenziate, l'algoritmo con alfa calcolati al 31 marzo ha una buona precisione con errori massimi del 3%.

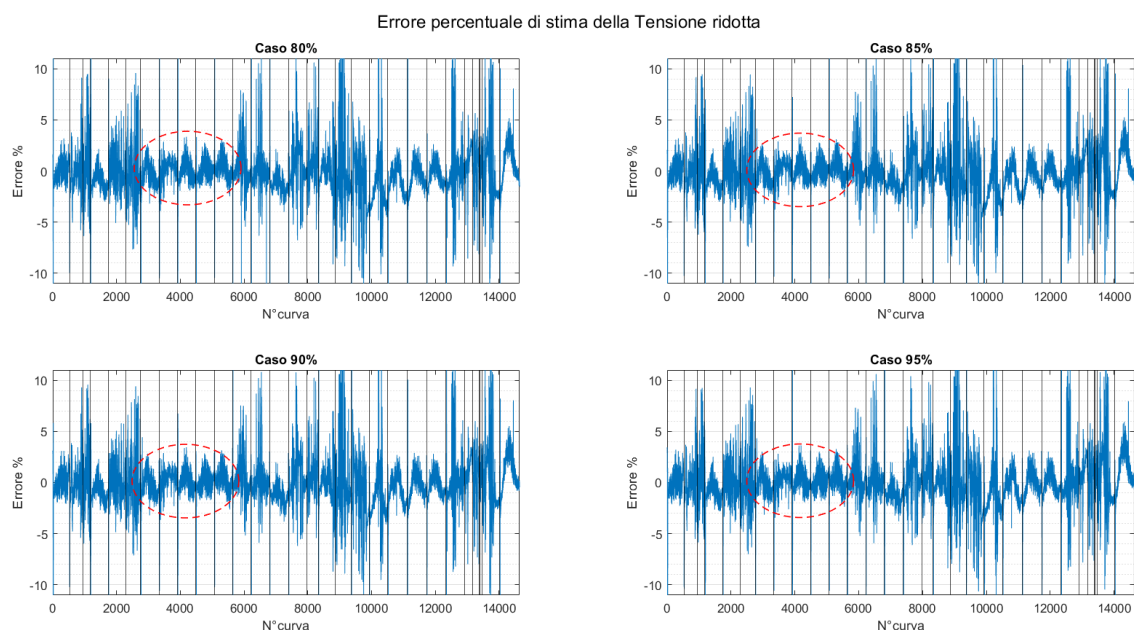


Figura 13: Errore di stima della tensione evidenziando le giornate soleggiate

Guardando ora all'errore commesso sulla potenza riportato in Figura 14, si può vedere che viene quasi sempre rispettata la soglia del 2,5% imposta dalla norma, ad eccezione delle giornate di brutto tempo, che come detto in precedenza, potrebbe essere un problema della simulazione e non della stima.

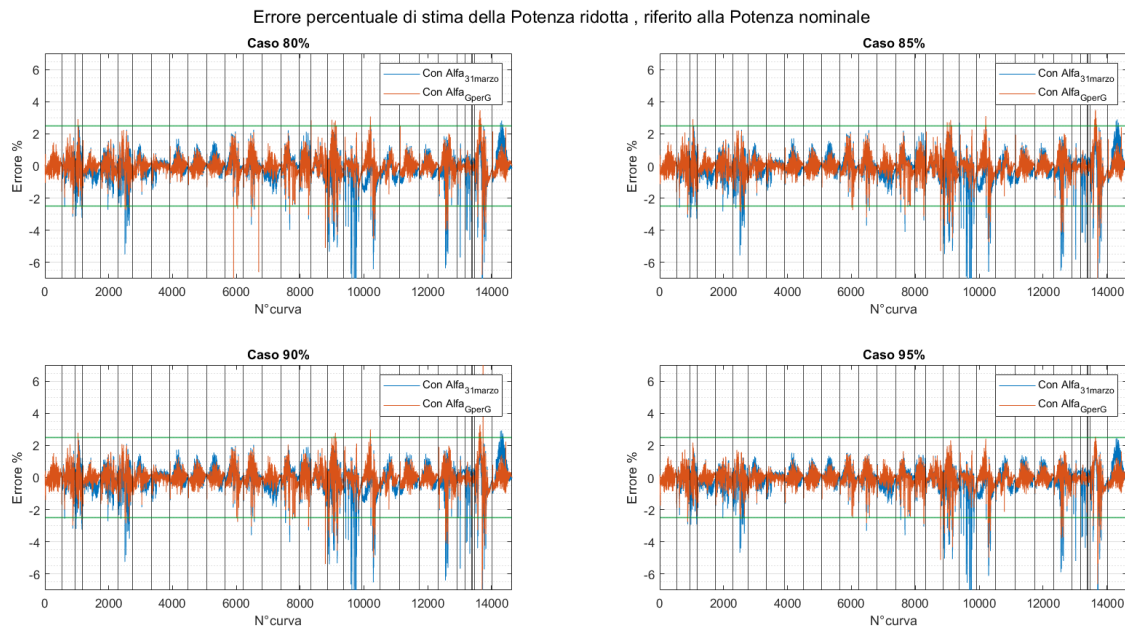


Figura 14: Errore sulla potenza ridotta, in percentuale della potenza nominale

5.2 Errore di stima del Punto massimo

Sullo stesso set di giornate utilizzate per la simulazione del processo di stima, sono stati simulati i due metodi per determinare la potenza massima, la stima semplice tramite la conoscenza della quota percentuale di riserva e la stima tramite interpolazione della corrente.

L'errore percentuale di ricostruzione della potenza massima è stato calcolato solo in riferimento alla potenza massima reale secondo la formula:

$$Errore \% = \frac{P_{max,stimata} - P_{max,reale}}{P_{max,reale}} * 100 \quad (5.4)$$

Non è stato calcolato l'errore in riferimento alla potenza nominale perché il punto massimo non è un punto di funzionamento per l'algoritmo in discussione in questo elaborato, e quindi non deve obbligatoriamente rispettare la normativa.

In Figura 15 sono riportati gli andamenti dell'errore commesso nella stima della potenza massima da parte delle due metodologie viste: l'interpolazione lineare della corrente (in blu) e la stima semplice (in rosso).

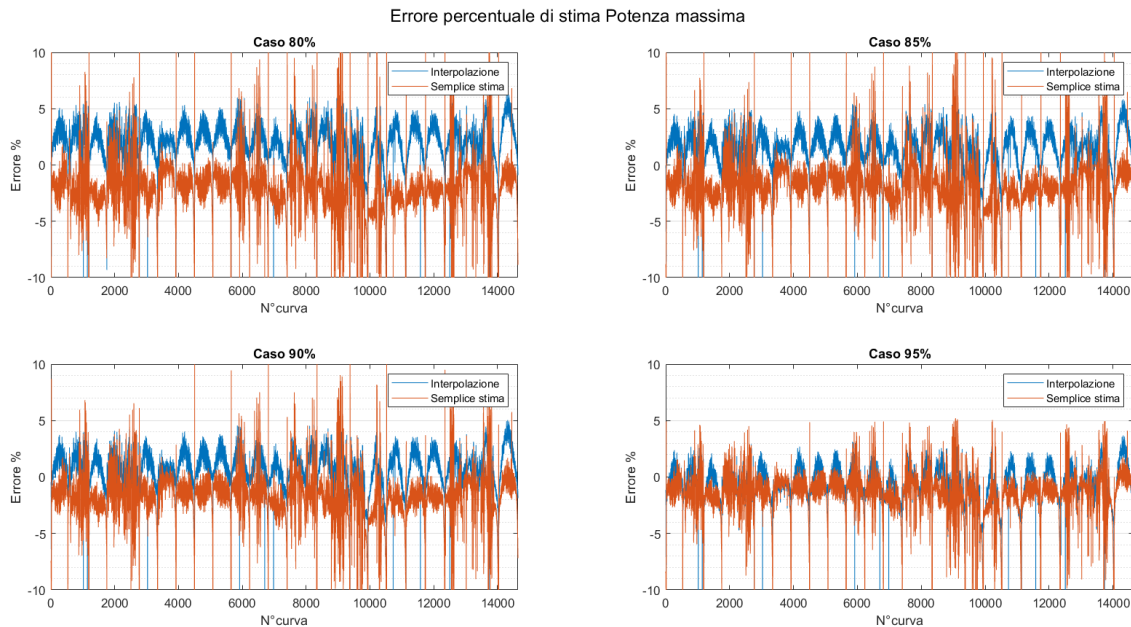


Figura 15: Errore di stima potenza massima nei 2 metodi

Esaminando il grafico è possibile osservare tre fenomeni:

- L'errore di stima aumenta con l'aumentare del discostamento del punto ridotto di lavoro dal punto a massima potenza;
- L'errore della stima semplice è polarizzato verso valori negativi, quindi si tratta di una sottostima del punto massimo;
- L'errore della stima tramite interpolazione di corrente è polarizzato verso valori positivi; quindi si tratta di una sovrastima del punto massimo.

Una possibile miglioria della stima finale del punto massimo potrebbe essere il calcolo della media fra le due stime. Essendo le due stime polarizzate in maniera opposta, l'operazione di media potrebbe portare ad una compensazione reciproca migliorando il risultato finale.

Sono stati quindi simulati i due processi di stima con i coefficienti alfa e gamma calcolati al 31 marzo e realizzata la media curva per curva, ottenendo l'andamento esposto in Figura 16.

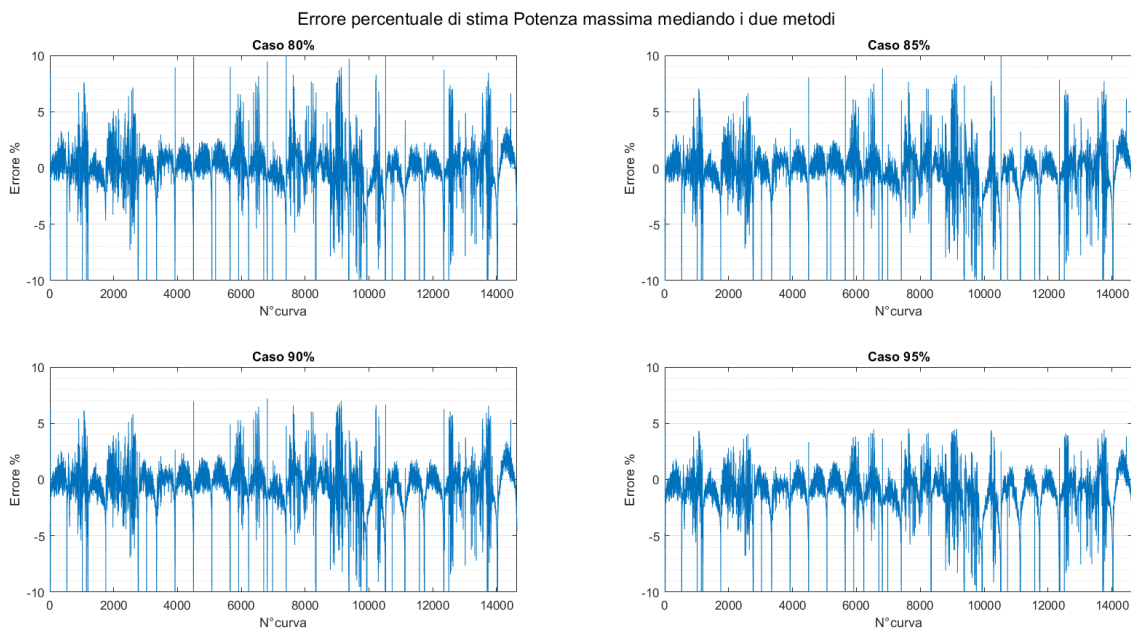


Figura 16: Errore di stima della potenza massima mediando i due metodi

Come si può vedere dai grafici, non è presente nessuna polarizzazione evidente dell'errore e inaspettatamente anche l'aumento dell'errore dovuto all'allontanamento dal punto massimo sembrerebbe essere stato eliminato, vista l'omogeneità degli errori tra i 4 casi in analisi.

In seguito, in Figura 17, si sono messi a confronto i tre metodi per visualizzare se effettivamente la media delle stime porta ad una riduzione dell'errore.

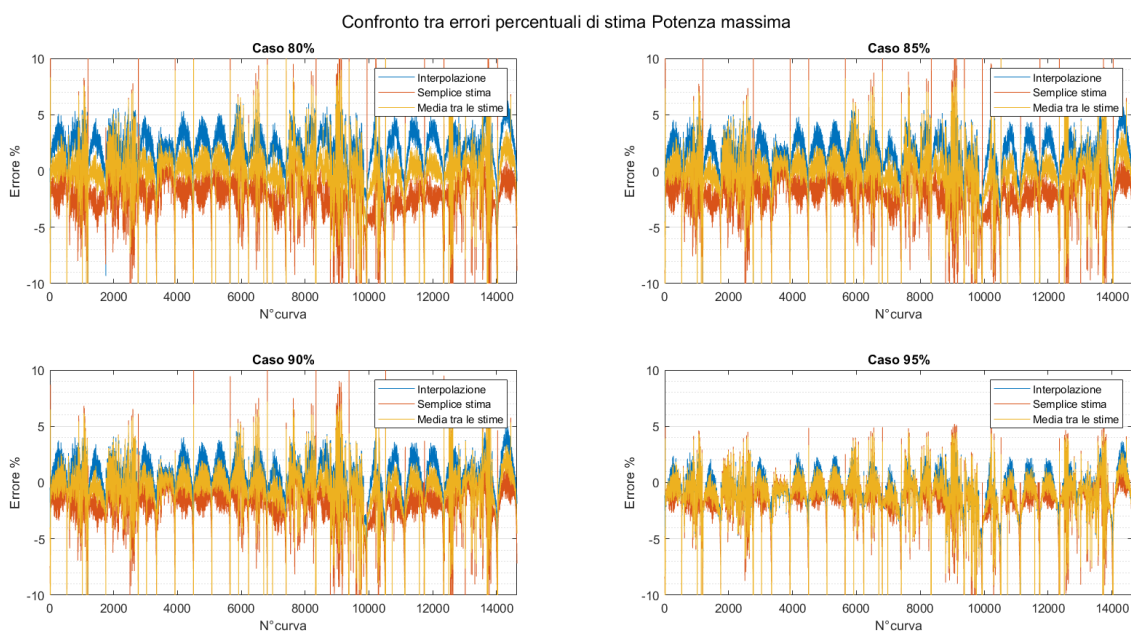


Figura 17: Confronto tra i tre metodi di stima della potenza massima

Come si può vedere, la media tra le due stime diminuisce l'errore commesso nella stima della potenza massima, soprattutto nei casi con il punto di lavoro a maggiore distanza dal punto massimo. Infatti, nel caso della potenza ridotta al 95% della massima, il contributo dell'operazione di media è contenuto rispetto agli altri tre casi soprattutto al caso all'80%.

6 NATURA DISCRETA DELL'ALGORITMO

Una limitazione rilevante dell'algoritmo è la sua natura discreta che ne limita il campo di operatività. Infatti, la capacità del sistema di funzionare solo ad alcune potenze di riserva, non permette una vera e propria regolazione della potenza erogata nel campo reale. Questo perché per poter effettuare una regolazione della frequenza di rete è necessario avere una certa flessibilità di controllo che l'algoritmo non possiede. L'algoritmo rimane comunque valido e utilizzabile, ma nel caso si volesse uno step più stretto tra i punti di funzionamento, sarebbe necessario un processo di stima dei coefficienti per ogni nuovo punto.

Se osserviamo i coefficienti alfa riportati in Tabella 3 al capitolo 4.1.2 si può notare un andamento crescente (o decrescente) nei valori, al cambiamento della quota di riserva. L'andamento numerico dei coefficienti alfa, riportato in Figura 18, è stato quindi osservato tramite un processo di stima in ambiente MatLab di 201 set di coefficienti alfa nell'intervallo dall'80 al 100% della potenza massima con un passo pari allo 0.1%.

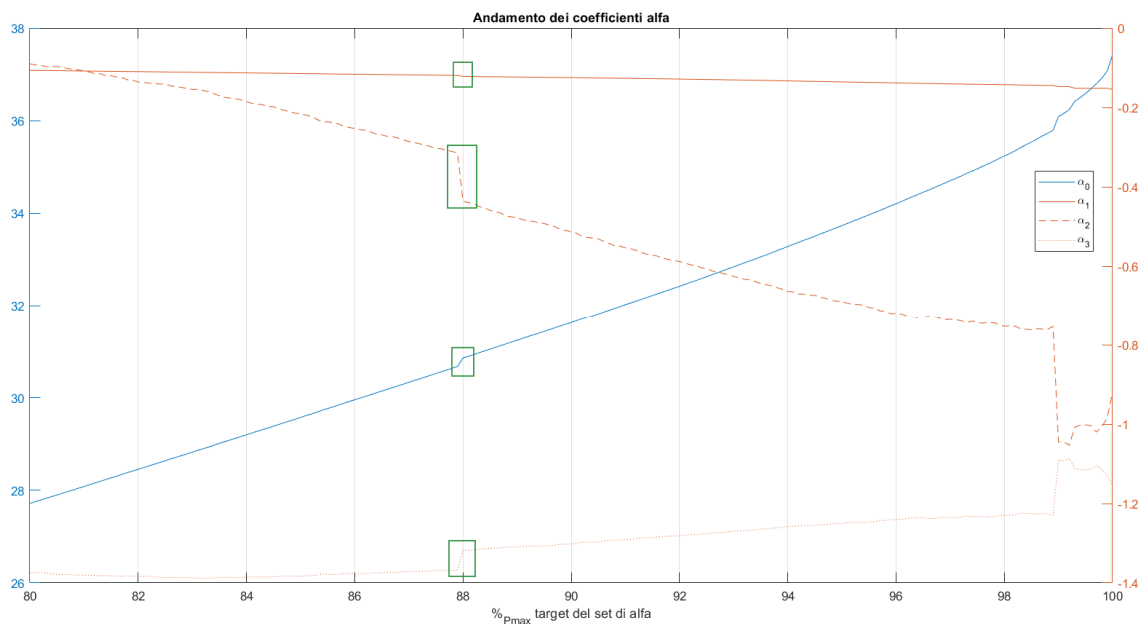


Figura 18: Andamento dei coefficienti alfa

Osservando il grafico ottenuto si possono osservare tre fenomeni:

- I coefficienti sembrano possedere una proprietà lineare;
- È presente un punto di discontinuità (evidenziato dal rettangolo verde) che potrebbe essere causato dalla simulazione, dal set di dati o dalle proprietà del pannello;
- L'andamento dei coefficienti cambia all'avvicinarsi del punto di massima potenza.

6.1 Interpolazione lineare

Avendo osservato il comportamento dei coefficienti è stata ideata e simulata una rudimentale interpolazione lineare tra due valori dello stesso alfa per ogni coefficiente, ottenendo le funzioni lineari rappresentate in Figura 19.

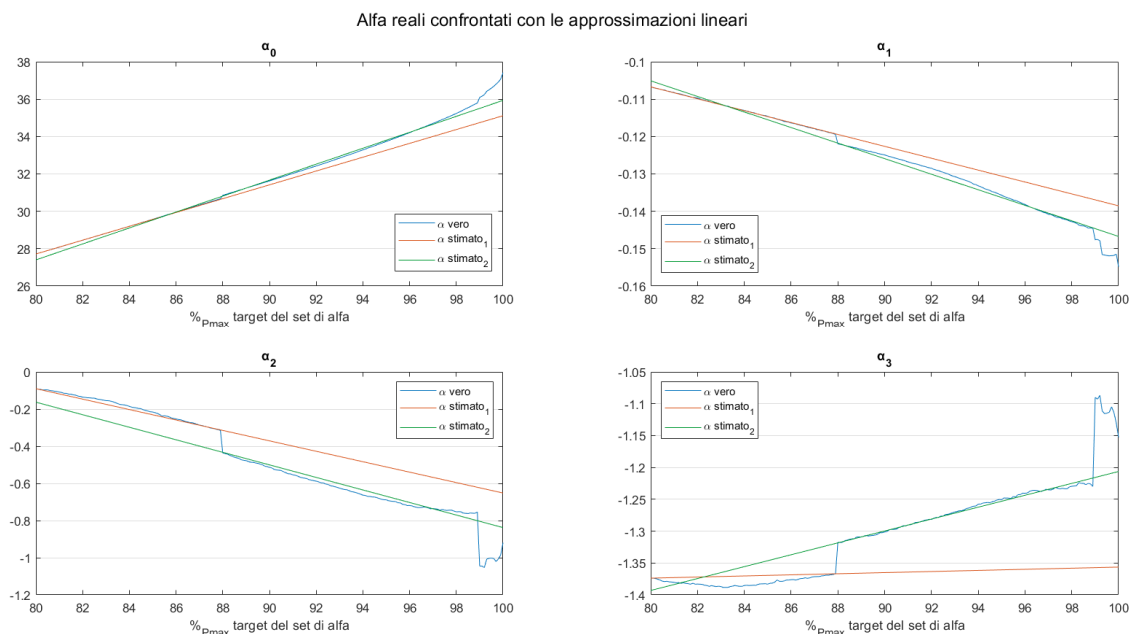


Figura 19: Stima lineare dei coefficienti alfa

Essendo presente un punto di discontinuità, sono state calcolate due interpolazioni differenti per ogni alfa. Il coefficiente angolare per la prima interpolazione è stato calcolato tra il coefficiente alfa dell'80% e il coefficiente precedente alla discontinuità, mentre per la seconda interpolazione è stato impiegato il coefficiente successivo alla discontinuità ed il punto al 97% dove i coefficienti cominciano ad assumere un andamento diverso dal lineare.

Come si può vedere dal grafico, i coefficienti α_0 e α_1 sono approssimativamente lineari ad eccezione della zona finale che potrebbe essere approssimata con una stima più complessa

di tipo lineare ed esponenziale. Per quanto riguarda i coefficienti α_2 e α_3 , sembrano mantenere la linearità solo per un certo intervallo di valori ed un'analisi più approfondita del punto di discontinuità è necessaria per capire se sia possibile sviluppare una stima per questi coefficienti.

Per conoscere l'entità dell'errore commesso dalla stima lineare semplice, è stato calcolato l'errore percentuale commesso tramite l'equazione:

$$Errore \% = \frac{\alpha_{vero} - \alpha_{stimato}}{\alpha_{vero}} * 100 \quad (5.5)$$

ottenendo il grafico di Figura 20.

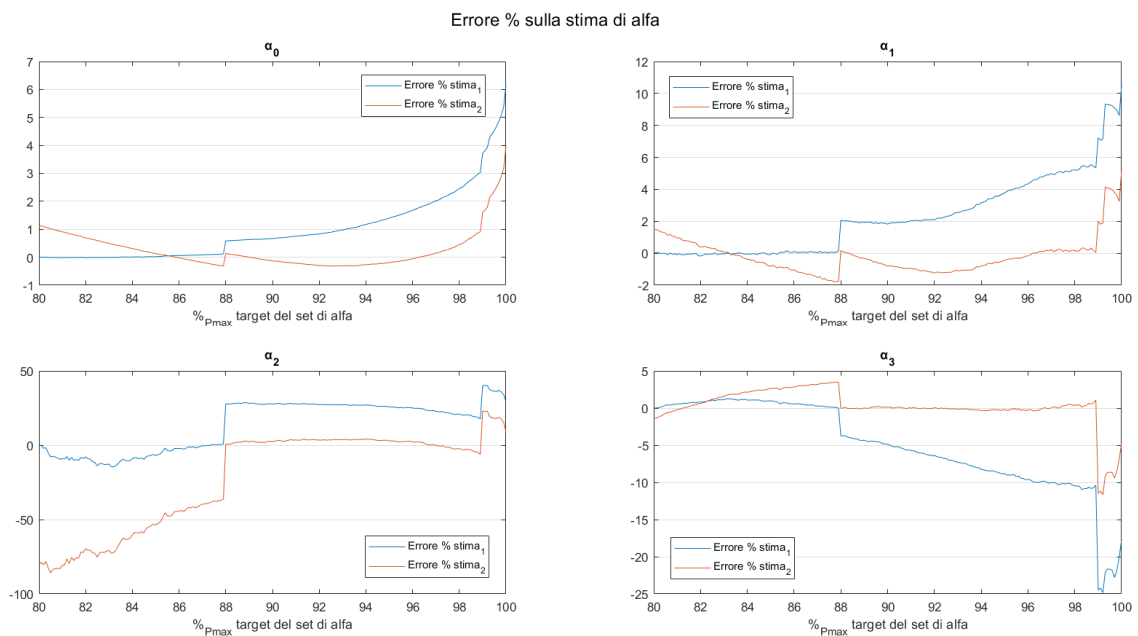


Figura 20: Errore di stima dei coefficienti alfa

Dai risultati ottenuti si può osservare che:

- Il punto di discontinuità porta ad errori evidenti nel processo di stima;
- Nelle zone di calibrazione l'errore è molto piccolo (<1%), confermando la possibilità di impiegare una stima con interpolazione lineare a patto che si risolva la discontinuità;
- La zona vicina al punto massimo (>99%) è di difficile stima;

In conclusione, per poter eliminare la discontinuità dell'algoritmo, sono disponibili due soluzioni; il calcolo di un vasto set di coefficienti alfa che renda accessibile un sufficiente numero di livelli di riduzione, oppure applicare dei metodi di stima con la necessità di risolvere il problema di discontinuità nei valori dei coefficienti.

6.2 Errore sulla potenza target

Per poter determinare l'incidenza dell'errore di stima dei coefficienti alfa nel controllo della potenza erogata, è stato simulato in ambiente MatLab il processo di stima della potenza, come visto al capitolo 4.2.

Il set degli alfa e la funzione di interpolazione sono stati calcolati con il set di dati del 31 marzo 2017, mentre il processo di stima è stato testato sui dati del 6 aprile 2017. Sono state scelte due riduzioni di potenza, 83,2% e 93,3%, distanti dai punti di calibrazione e dal punto di discontinuità. L'errore è stato calcolato in riferimento alla potenza target secondo la formula:

$$Errore \% = \frac{P_{ottenuta} - P_{target}}{P_{target}} * 100 \quad (6.1)$$

Ottenendo il grafico di Figura 21.

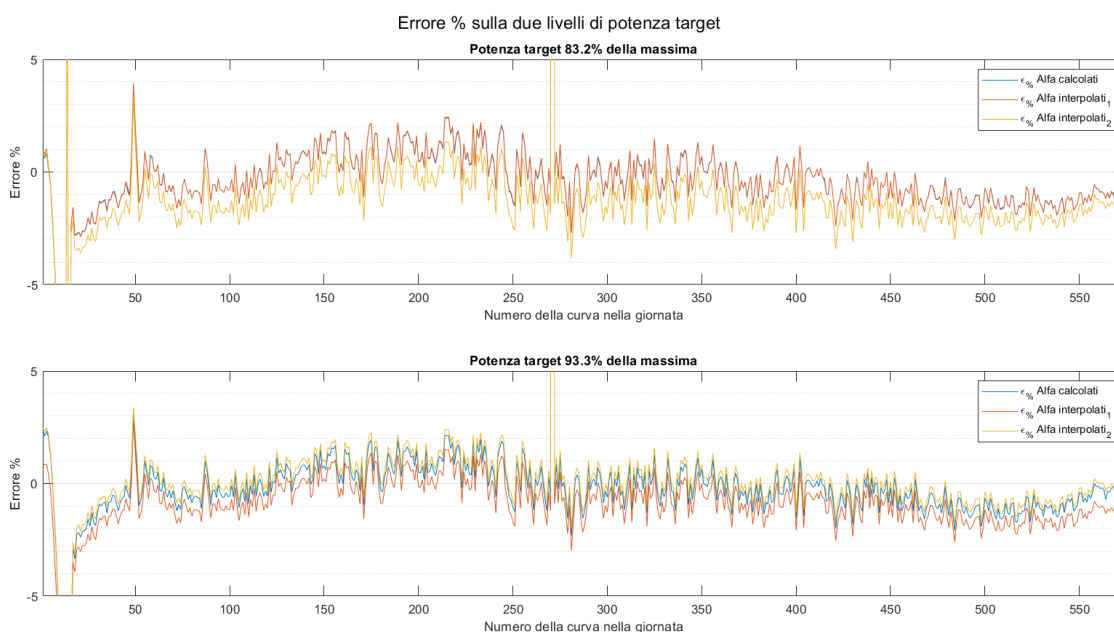


Figura 21: Errore % su due potenze target ottenuti dall'interpolazione lineare degli alfa

Come si può vedere dal grafico, l'errore causato dall'interpolazione ha la stessa forma dell'errore degli alfa calcolati normalmente, ma a seconda della funzione impiegata si presenta un errore discostato di circa l'1% dall'errore degli alfa calcolati.

L'interpolazione lineare, pur essendo semplice, sembra peggiorare solo leggermente la precisione nell'impostazione della tensione per ottenere la potenza ridotta desiderata. Ovviamente sarà necessario osservare un numero maggiore di casi e trovare una soluzione alle problematiche viste nel capitolo precedente per trarre delle conclusioni definitive, ma è possibile dire che il processo di stima potrebbe essere una strada valida per eliminare la caratteristica discreta dell'algoritmo.

7 CONCLUSIONI

All'interno di questo lavoro di tesi è stato presentato un nuovo approccio per il controllo dei pannelli fotovoltaici, ottenendo risultati promettenti per uno sviluppo ulteriore che dovrà sopperire ad alcune mancanze del modello attuale.

Le principali problematiche da affrontare saranno:

- la forma discreta dell'algoritmo: per eseguire una vera regolazione della potenza erogata è necessario poter avere "accesso" a tutte le potenze e non solo ad alcune;
- la precisione della stima: pur essendo all'interno delle richieste della norma nella maggior parte dei casi, l'errore di stima non è sufficientemente ridotto;
- La conoscenza del punto massimo: è necessario conoscere le caratteristiche del punto massimo per sapere con certezza la quota di potenza di riserva disponibile.

Il nuovo tipo di algoritmo proposto in questa tesi presenta alcune problematiche che dovranno essere risolte prima di una vera applicazione nel mondo reale, ciò nonostante il sistema proposto è di semplice implementazione e presenta risultati promettenti per il futuro dei pannelli fotovoltaici nella regolazione della frequenza di rete.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Terna S.p.A.: “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia: Dati generali” *sito di Terna S.p.A. 2019 per l’anno 2018*.
- [2] Saad Motahhir, Aboubakr El Hammoumi, Abdelaziz El Ghzizal: “The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm” *Journal of cleaner production 2020*.
- [3] Huanhai Xin, Yun Liu, Zhen Wang, Deqiang Gan, Taicheng Yang: “A New Frequency Regulation Strategy for Photovoltaic Systems Without Energy Storage” *IEEE transactions on sustainable energy, vol. 4, no. 4, October 2013, p.p. 985-993*.
- [4] A. Hoke, E. Muljadi, and D. Maksimovic, “Real-time photovoltaic plant maximum power point estimation for use in grid frequency stabilization” *IEEE 16th Control Model. Power Electron, July 2015., pp. 1–7*.
- [5] A. F. Hoke, M. Shirazi, S. Chakraborty, E. Muljadi, and D. Maksimovic, “Rapid active power control of photovoltaic systems for grid frequency support” *IEEE J. Emerg. Sel. Topics Power Electron., vol. 5, no. 3, September 2017, pp. 1154–1163*.
- [6] A. Sangwongwanich, Y. Yang, and F. Blaabjerg, “A sensorless power reserve control strategy for two-stage grid-connected PV systems” *IEEE Trans. Power Electron., vol. 32, no. 11, November 2017, pp. 8559–8569*.
- [7] A. Sangwongwanich, Y. Yang, F. Blaabjerg, and D. Sera, “Delta power control strategy for multistring grid-connected pv inverters” *IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 53, no. 4, July 2017, pp. 3862–3870*.
- [8] Efstratios I. Batzelis, Georgios E. Kampitsis, Stavros A. Papathanassiou: “Power Reserves Control for PV Systems with Real-Time MPP Estimation via Curve Fitting” *IEEE transactions on sustainable energy, vol. 8, no. 3, July 2017, p.p. 1269-1280*.
- [9] Ariya Sangwongwanich, Yongheng Yang, Frede Blaabjerg: “A Sensorless Power Reserve Control Strategy for Two-Stage Grid-Connected PV Systems” *IEEE transactions on power electronics, vol. 34, no. 8, August 2019, p.p. 7521-7531*.
- [10] Terna S.p.A.: “Implementazione nazionale dei Codici di rete europei: definizione delle soglie di potenza e parametri tecnici” *sito di Terna S.p.A.*
- [11] Terna S.p.A.: “Implementazione nazionale dei Codici di rete europei: requisiti tecnici di collegamento” *sito di Terna S.p.A.*
- [12] H.L. Tsai, C.S. Tu, Y.J. Su, "Development of generalized photovoltaic model using MATLAB/SIMULINK", in *Proc. World Congr. on Engineering and Computer Science, 2008, pp. 22-24*.
- [13] F. Adamo, F. Attivissimo, A. Di Nisio, M. Spadavecchia, "Characterization and Testing of a Tool for Photovoltaic Panel Modeling", *IEEE Trans. Instrum. Meas., vol.60, pp.1613-1622, May 2011*.
- [14] F.B. Matos, J.R. Camacho, "A model for semiconductor photovoltaic (PV) solar cells: the physics of the energy conversion, from the solar spectrum to dc electric power", in *Proc. Int. Conf. Clean Electrical Power, 2007, pp.352-359*.
- [15] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, S. Toscani, “A simplified model of photovoltaic panel” *IEEE International Instr. and Meas. Tech. Conf., Graz, Austria, May 13-16, 2012, pp. 431-436*.
- [16] L. Cristaldi, M. Faifer, M. Rossi, S. Toscani “A New Approach to Maximum Power Point Tracking for Photovoltaic Panels,” in *Proc IEEE Int. Conf. on Clean Electrical Power, Alghero, Italy, June 11-13, 2013, pp.461-465*.

-
- [17] M. Faifer ; L. Cristaldi ; S. Toscani ; P. Soulatiantork ; M. Rossi “Iterative model-based Maximum Power Point Tracker for photovoltaic panels” *IEEE International Instr. and Meas. Tech. Conf., Pisa, Italy, May 11-14, 2015, pp. 1273-1278.*
- [18] L. Cristaldi ; M. Faifer ; C. Laurano ; R. Ottoboni ; S. Toscani ; M. Zanoni “Model-Based MPPT Parameter Optimization for Photovoltaic Panels” *IEEE International Conf. on Clean Electrical Power, Otranto, Italy, July 2-4, 2019, pp. 534-538.*