



**Politecnico
di Torino**

POLITECNICO DI TORINO

**Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e
Nucleare**

Tesi di Laurea Magistrale

Metodologia innovativa per il monitoraggio accurato delle prestazioni di impianti fotovoltaici soggetti a ombrazione

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Candidata:

Francesca Quaglia

Co-relatori:

Prof. Alessandro Ciocia

Ing. Gabriele Malgaroli

Ottobre 2025

Anno Accademico 2024/2025

Ringrazio profondamente il Prof. Filippo Spertino, l'Ing. Gabriele Malgaroli e il Prof. Alessandro Ciocia per avermi attentamente seguita e aiutata in questo lavoro.

Abstract

L'energia solare rappresenta una delle soluzioni più promettenti in un contesto in cui la crescente consapevolezza dell'esaurimento delle risorse fossili e del cambiamento climatico ha reso più pressante il passaggio a un sistema energetico basato sulle fonti rinnovabili. In particolare, i sistemi fotovoltaici stanno diventando sempre più importanti per produrre elettricità sostenibile sia a livello domestico sia industriale. La diffusione su larga scala di tali impianti, tuttavia, pone nuove sfide riguardanti la loro gestione, la previsione della produzione e la loro affidabilità nel tempo. In tale contesto, procedure innovative di monitoraggio e analisi dei dati sono proposte per migliorare l'efficienza e la continuità operativa degli impianti fotovoltaici. Infatti, le perdite di produzione energetica, pur se concentrate in periodi di breve durata, possono causare un peggioramento significativo delle condizioni economiche dell'impianto. A tal proposito, le tecniche di monitoraggio convenzionali basate su modelli energetici semi-empirici non ottimizzati, spesso non sono sufficienti a garantire una stima accurata dell'energia prodotta. Al contrario, modelli ottimizzati, che tengono in considerazione le condizioni reali operative dell'impianto, possono permettere di confrontare con ottima accuratezza i valori di energia attesi con quelli effettivamente misurati. In questo modo, è possibile identificare in modo accurato problemi di funzionamento, danni ai componenti o condizioni operative non ottimali, con un conseguente miglioramento dei tempi di inattività dell'impianto e della sua vita utile.

I modelli di stima della produzione da impianti fotovoltaici sono generalmente costruiti per calcolare l'energia generata in condizioni uniformi di nuvolosità del cielo o assenza di ostacoli sui moduli. Tuttavia, questi modelli possono comportare notevoli differenze rispetto al comportamento degli impianti in condizioni reali, dove sono soggetti ad una moltitudine di fenomeni che può ridurre la produzione in modo localizzato. Il presente lavoro di tesi propone una procedura per identificare un modello energetico ottimizzato per il monitoraggio e la valutazione delle prestazioni di impianti fotovoltaici. In particolare, il modello include la simulazione degli impianti in condizioni operative non ideali, come quelle caratterizzate da fenomeni di ombra. Con l'obiettivo di quantificare l'impatto di questo fenomeno sulla produzione fotovoltaica, la procedura proposta introduce un fattore correttivo denominato fattore d'ombra, applicato alla stima della produzione nel semestre invernale. La procedura è stata applicata a due impianti del Politecnico di Torino di piccola e media taglia: i due sistemi hanno una potenza installata, rispettivamente, di 50 kW e 600 kW e sono caratterizzati da ombre concentrate, in particolar modo, nei mesi invernali.

Elenco dei contenuti

1	Introduzione.....	1
1.1	Transizione energetica	1
1.2	Produzione di potenza tramite impianti fotovoltaici	5
1.2.1	Il principio fisico dell'effetto fotovoltaico	6
1.2.2	Specifiche tecniche di un modulo fotovoltaico.....	10
1.3	Monitoraggio e manutenzione predittiva di impianti fotovoltaici .	12
1.3.1	Strategie di manutenzione di impianti fotovoltaici	12
2	Modello da letteratura per il calcolo della produzione fotovoltaica	
		15
2.1	Introduzione	15
2.2	Modelli di stima delle grandezze in ingresso	17
2.2.1	Modello per il calcolo della temperatura di cella (T_c)....	17
2.2.2	Modello di riporto dell'irradianza sul piano inclinato	19
2.3	Modello di calcolo della potenza generata.....	22
2.3.1	Calcolo della potenza DC generata	22
2.3.2	Conversione della potenza DC/AC	27
2.4	Miglioramenti del modello base di stima della produzione fotovoltaica.....	28
2.4.1	Miglioramento della soglia di bassa irradianza G_0	29
2.4.2	Miglioramenti nel calcolo della temperatura di cella.....	30
2.4.3	Miglioramento del coefficiente termico di potenza γ_{th} .	30
2.4.4	Coefficiente correttivo per giornate di cielo non sereno.	31
2.5	Definizione delle metriche d'errore	33
2.6	Indicatori chiave di prestazione di impianti fotovoltaici.....	35
3	Procedura per il monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici.....	38
3.1	Introduzione	38

3.2	Step #1 – Definizione dei parametri tecnici	39
3.3	Step #2 - Importazione grandezze meteorologiche ed elettriche ...	40
3.4	Step #3 - Filtraggio dati.....	41
3.4.1	Step #3A Dati temporali mancanti.....	42
3.4.2	Step #3B Valori anomali di irradianza.....	42
3.4.3	Step #3C Valori nulli di irradianza e di potenza	42
3.4.4	Step #3D Valori anomali di potenza	43
3.5	Step #4 Modello energetico ottimizzato PoliTO.....	44
3.5.1	Principio di funzionamento del Particle Swarm Optimization.....	45
3.5.2	Step #4A – Ottimizzazione del modello energetico di base	48
3.5.3	Step #4B – Ottimizzazione del modello energetico con ombratura	49
3.5.4	Step #4C – Selezione del modello energetico con prestazioni migliori e definizione del modello PoliTO...	52
3.6	Step #5 – Applicazione del modello PoliTO e confronto tra modelli	53
4	Impianti analizzati nel caso studio.....	54
4.1	Panoramica dell’impianto Cittadella del Politecnico di Torino	54
4.2	Panoramica dell’impianto Aule P del Politecnico di Torino	56
4.3	Sistema di acquisizione dati	58
4.3.1	Acquisizione dati di irradianza globale su piano inclinato	58
4.3.2	Acquisizione dati tramite stazione meteorologica	59
4.3.3	Acquisizione dati di energia elettrica generata	60
5	Applicazione della procedura di monitoraggio	62
5.1	Impianto Cittadella.....	62
5.1.1	Definizione dei parametri caratteristici.....	63
5.1.2	Importazione delle grandezze meteorologiche ed	

	elettriche e filtraggio dei dati	64
5.1.3	Modello energetico ottimizzato PoliTO.....	66
5.1.3.1	Risultati ottimizzazione a doppio step	67
5.1.3.2	Selezione del modello PoliTO	70
5.1.3.3	Calcolo delle metriche d'errore	74
5.1.3.4	Profili di produzione giornalieri in condizioni operative differenti	79
5.1.3.5	Confronto dei KPIs	84
5.2	Impianto Aule P	87
5.2.1	Definizione dei parametri caratteristici.....	87
5.2.2	Importazione delle grandezze meteorologiche ed elettriche e filtraggio dei dati	88
5.2.3	Modello energetico ottimizzato PoliTO.....	89
5.2.3.1	Risultati ottimizzazione a doppio step	89
5.2.3.2	Selezione del modello PoliTO	91
5.2.3.3	Calcolo delle metriche d'errore	93
5.2.3.4	Profili di produzione giornalieri in condizioni operative differenti	97
5.2.3.5	Confronto dei KPIs	102

Lista delle Figure

Figura 1-1: Analisi del mix energetico globale al 2050 secondo gli scenari IEA ...	2
Figura 1-2: Quota di rinnovabili nella generazione netta di elettricità, 2024 [11] ..	4
Figura 1-3: Suddivisione per fonte della capacità installata in Italia da fonte rinnovabile [9].....	5
Figura 1-4: Previsione della crescita della capacità fotovoltaica globale (2024 2030)	6
Figura 1-5: Schema del principio dell'effetto fotovoltaico all'interno della cella solare [18]	8
Figura 1-6: Curva corrente – tensione di una cella fotovoltaica con definizione dei punti I_{sc} , V_{oc} e MPP	9
Figura 1-7: Specifiche meccaniche riportate nel datasheet di un modulo fotovoltaico [36]	11
Figura 1-8: Specifiche elettriche riportate nel datasheet di un modulo fotovoltaico [36].....	11
Figura 2-1: Angoli caratteristici di un modulo fotovoltaico [29]	20
Figura 2-2: Rendimento di inseguimento MPPT e di conversione DC-AC [33]...	27
Figura 2-3: Dipendenza del coefficiente di perdita a bassa irradianza da G_0	29
Figura 2-4: Effetto della variazione del coefficiente termico di potenza sulla produzione di potenza DC [25].....	31
Figura 2-5: Andamento di $f_{cnsd,i}$ in funzione del DID	32
Figura 3-1: Flowchart rappresentativo degli step della procedura di monitoraggio proposta.....	39
Figura 3-2: Flowchart rappresentativo degli step per la determinazione del modello energetico ottimizzato PoliTO	45
Figura 4-1: Impianto Cittadella del Politecnico di Torino.....	55
Figura 4-2: Modulo fotovoltaico monocristallino BenQ Solar SunForte PM096B00	56
Figura 4-3: Impianto Aule P del Politecnico di Torino	57

Figura 4-4: Piranometro per la misurazione dell'irradianza globale sul piano orizzontale.....	60
Figura 4-5: Pireliometro per la misurazione dell'irradianza diretta sul piano normale	60
Figura 5-1: Distribuzione della potenza relativa a cui opera l'impianto Cittadella	72
Figura 5-2: Heatmap della distribuzione mensile della potenza normalizzata	73
Figura 5-3: NRMSE mensile – Impianto Cittadella	75
Figura 5-4: NMAE mensile – Impianto Cittadella	76
Figura 5-5: NMBE mensile – Impianto Cittadella.....	77
Figura 5-6: Istogramma degli scarti percentuali di miglioramento delle metriche di errore – Impianto Cittadella.....	79
Figura 5-7: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno e media irradianza – Impianto Cittadella	80
Figura 5-8: Profili di potenza per una giornata con ombra distribuita – Impianto Cittadella.....	81
Figura 5-9: Profili di potenza per una giornata con ombra distribuita – Impianto Cittadella.....	82
Figura 5-10: Profili di potenza per una giornata con ombra asimmetrica – Impianto Cittadella	83
Figura 5-11: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno estiva – Impianto Cittadella.....	84
Figura 5-12: Confronto dei PR dell'impianto Cittadella	85
Figura 5-13: Confronto ore equivalenti dell'impianto Cittadella	86
Figura 5-14: Distribuzione della potenza relativa a cui opera l'impianto Aule P ..	93
Figura 5-15: NRMSE mensile – Impianto Aule P 2023	94
Figura 5-16: NMAE mensile – Impianto Aule P	94
Figura 5-17: NMBE mensile – Impianto Aule P	95
Figura 5-18: Istogramma degli scarti percentuali di miglioramento delle metriche di errore – Impianto Aule P	97

Figura 5-19: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno e media irradianza – Impianto Aule P	98
Figura 5-20: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno e bassa irradianza – Impianto Aule P	99
Figura 5-21: Profili di potenza per una giornata con ombra distribuita – Impianto Aule P	100
Figura 5-22: Profili di potenza per una giornata con ombra asimmetrica – Impianto Aule P	101
Figura 5-23: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno estiva – Impianto Aule P	102
Figura 5-24: PR mensile – Impianto Aule P.....	103
Figura 5-25: Ore equivalenti mensili – Impianto Aule P.....	103

Lista delle Tabelle

Tabella 3-1: Definizione dei parametri tecnici necessari per l'avvio della procedura	40
Tabella 3-2: Opzioni impostate per il Particle Swarm Optimization.....	47
Tabella 3-3: Limiti impostati per il set di coefficienti della prima ottimizzazione	48
Tabella 3-4: Limiti impostati per il set di coefficienti della seconda ottimizzazione	52
Tabella 5-1: Elenco dei parametri caratteristici per l'impianto Cittadella.....	63
Tabella 5-2: Set di parametri ottimizzati dalla prima ottimizzazione.....	67
Tabella 5-3: Coefficienti ottimizzati dalla seconda ottimizzazione.....	68
Tabella 5-4: Risultati della selezione del modello per definire il modello PoliTO per l'impianto Cittadella	71
Tabella 5-5: Scarti percentuali di miglioramento delle metriche di errore	78
Tabella 5-6: Elenco dei parametri caratteristici per l'impianto Aule P	88
Tabella 5-7: Set di parametri ottimizzati dalla prima ottimizzazione – Impianto Aule P	89
Tabella 5-8: Coefficienti ottimizzati dalla seconda ottimizzazione – Impianto Aule P	90
Tabella 5-9: Risultati della selezione del modello per definire il modello finale PoliTO – Impianto Aule P	92
Tabella 5-10: scarti percentuali di miglioramento delle metriche di errore – Aule P	96

Capitolo 1

1 Introduzione

1.1 Transizione energetica

La transizione energetica si presenta come una delle sfide centrali del XXI secolo. È necessario che venga attuata con rapidità ed efficacia per raggiungere gli obiettivi stabiliti dall'Accordo di Parigi, ovvero il contenimento dell'aumento della temperatura globale entro 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali. L'Agenzia Internazionale per le Energie Rinnovabili (IRENA) afferma che la decarbonizzazione del settore energetico è essenziale per raggiungere l'obiettivo di azzerare le emissioni nette di CO₂ entro il 2050 [1]. Tuttavia, secondo il World Energy Outlook 2024 dell'IEA, il mondo starebbe attualmente procedendo verso un riscaldamento globale di circa 2,4 °C entro la fine del secolo se non vengono prese misure più immediate e incisive [2].

La transizione non richiede solo l'abbandono graduale dei combustibili fossili a favore di fonti rinnovabili, ma anche una revisione completa delle infrastrutture, dei modelli di consumo, delle politiche pubbliche e delle competenze professionali. Pertanto, rappresenta un progetto di trasformazione sociale ed economica che deve incorporare aspetti distributivi, tecnologici e ambientali. La riduzione delle emissioni è un componente essenziale di questo processo: secondo l'Emissions Gap Report 2024 del Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP), le politiche attualmente in atto stanno portando la temperatura globale a salire oltre i 2 °C. Le emissioni globali dovrebbero essere ridotte del 42% entro il 2030 rispetto ai livelli del 2019 per rispettare l'accordo di Parigi [3]. Ciò dimostra l'importanza che ricopre il processo di contenimento delle emissioni per prevenire gli effetti più significativi della crisi climatica.

La diffusione delle tecnologie pulite è rallentata da ostacoli istituzionali,

infrastrutturali e legislativi [1]. Inoltre, l'integrazione di quote crescenti di energia da fonti variabili è ostacolata dalla mancanza di infrastrutture adeguate, come reti elettriche modernizzate e sistemi di accumulo su larga scala. IRENA afferma che il ritmo attuale di installazione delle rinnovabili non sarà in grado di rispettare la traiettoria di 1,5 °C se non ci sarà un forte coordinamento istituzionale e un miglioramento delle politiche di supporto [1].

Le disparità economiche e geografiche limitano l'accesso equo ai benefici della transizione. La scarsità degli investimenti e delle capacità istituzionali causano una diffusione più lenta delle tecnologie energetiche sostenibili nei paesi a basso reddito. Ciò aggrava il divario di questi ultimi nei confronti delle economie avanzate. L'Emissions Gap Report 2024 del Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente sottolinea che la mancanza di supporto internazionale potrebbe compromettere gli sforzi di mitigazione delle emissioni a livello globale, poiché la riduzione delle emissioni deve essere distribuita in modo equo e coordinato tra le varie regioni [3].

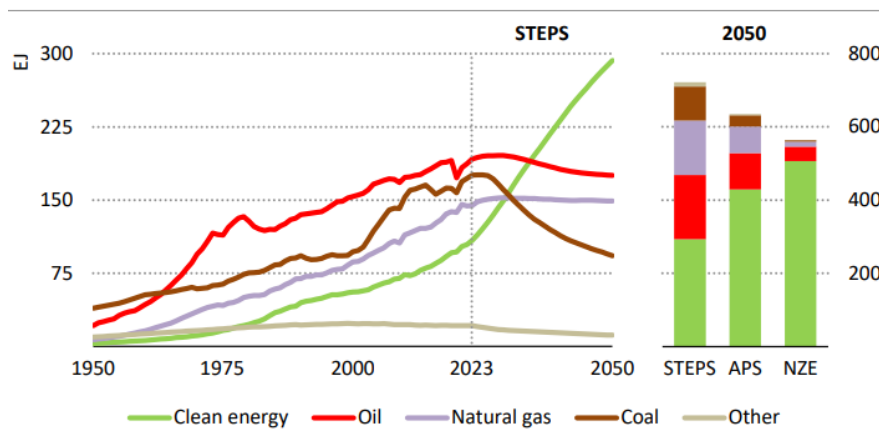


Figura 1-1: Analisi del mix energetico globale al 2050 secondo gli scenari IEA

L'IEA offre un'analisi del mix energetico globale che comprende l'evoluzione storica e le proiezioni future fino al 2050 secondo tre diversi scenari. Il modello STEPS (Stated Policies Scenario) è basato sulle politiche attualmente in vigore, APS (Announced Pledges Scenario) include gli impegni dichiarati dai Paesi, mentre NZE (Net Zero Emissions by 2050 Scenario) sarebbe lo scenario compatibile con l'azzeramento netto delle emissioni entro il 2050. Da questo si evince come le fonti

rinnovabili giochino un ruolo sempre più centrale.

La capacità rinnovabile globale è aumentata di molto nel 2024, secondo i dati della Renewable Capacity Statistics 2025 pubblicata da IRENA [20]. La potenza installata totale ha raggiunto 4.448 GW, con una crescita annuale del 15,1% grazie all'aggiunta di 585 GW. Oltre il 92% della nuova capacità elettrica è stata generata da fonti rinnovabili, confermandosi il principale catalizzatore dell'espansione dell'energia in tutto il mondo. Nonostante ciò, la capacità rinnovabile dovrebbe triplicare entro il 2030, obiettivo che richiederebbe un incremento medio annuo del 16,6%.

Inoltre, persistono profonde disparità nella distribuzione geografica degli impianti: La Cina, che ha contribuito da sola a quasi due terzi della crescita globale, ha guidato l'installazione della maggior parte delle nuove capacità in Asia. Invece, i Paesi del G7 e del G20 hanno rappresentato rispettivamente il 14,3% e oltre il 90% della nuova capacità mondiale, mentre aree come l'America Centrale e i Caraibi hanno avuto un aumento marginale del solo 3,2% [20].

Nel 2024, l'UE ha prodotto il 46,9% dell'elettricità netta da fonti rinnovabili, raggiungendo un traguardo importante nella transizione energetica. Con l'88,4% della produzione elettrica derivante principalmente dall'energia eolica, la Danimarca ha registrato la quota più alta tra tutti i paesi membri. Seguono il Portogallo (87,5%) e la Croazia (73,7%), che si affidano rispettivamente a fonti eoliche e idroelettriche. Con una quota di energia elettrica da fonti rinnovabili del 39,3% nel 2023, l'Italia è al di sotto della media europea. Ciò dimostra che c'è un margine di miglioramento rispetto ad altri Paesi europei, in particolare considerando la quantità di risorse naturali disponibili in Italia [10].

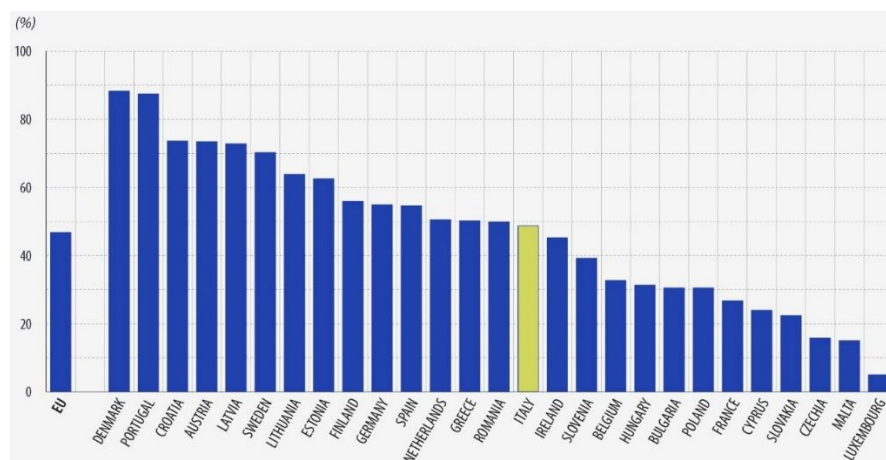


Figura 1-2: Quota di rinnovabili nella generazione netta di elettricità, 2024 [11]

Nel contesto della transizione energetica, l'Italia ha registrato un aumento di circa 7,5 GW di nuova capacità da fonti rinnovabili nel 2024, superando i 5,7 GW del 2023 [5]. Secondo i dati di Terna, la capacità totale installata è pari a 78,7 GW, dato registrato a fine aprile 2025. Le fonti rinnovabili hanno coperto il 41,2% della domanda elettrica nazionale nel 2024, superando il 37% dell'anno precedente [7]. Tuttavia, l'Indice ISPRED dell'ENEA ha raggiunto il minimo storico nonostante questi progressi, il che indica che gli obiettivi di decarbonizzazione per il 2030 sono ancora lontani. Nel 2024, la capacità fotovoltaica è aumentata di 6,1 GW, un aumento del 36% rispetto al 2023.

L'installazione di 265.395 nuovi impianti ha portato la capacità complessiva a 38 GW [6]. Il risultato dimostra che il fotovoltaico è la fonte rinnovabile con la crescita più rapida in Italia, superando l'eolico con un aumento di 685 MW (+41% rispetto al 2023) [8].

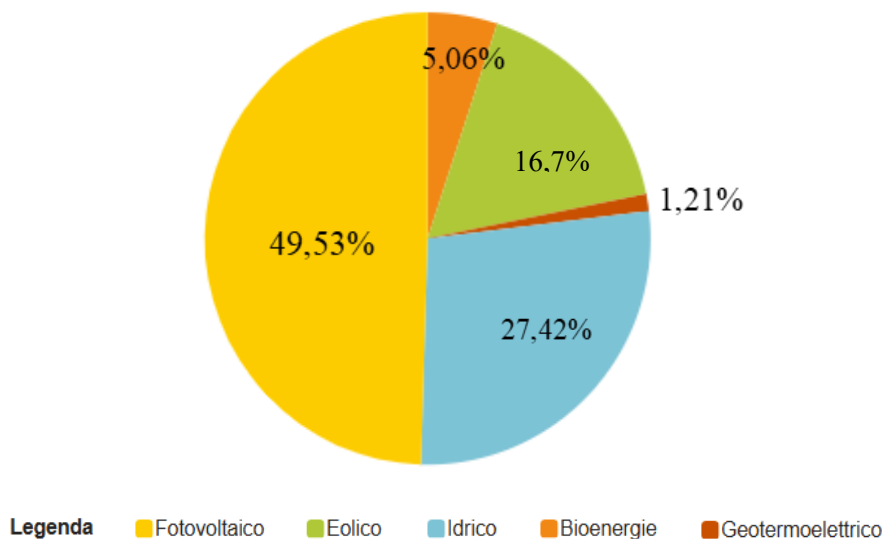


Figura 1-3: Suddivisione per fonte della capacità installata in Italia da fonte rinnovabile [9]

Dunque la transizione energetica offre non solo una risposta alla crisi climatica, ma anche la possibilità di ripensare il modello di sviluppo globale. Sarà necessario agire rapidamente, con decisione e responsabilità perché questa opportunità si trasformi in un cambiamento reale. La sostenibilità ambientale, e l'innovazione economica nelle politiche pubbliche dovrebbero essere fondamentali per un futuro a basse emissioni [1][4].

1.2 Produzione di potenza tramite impianti fotovoltaici

L'energia solare è tra le risorse rinnovabili più disponibili e promettenti e può soddisfare una parte del fabbisogno energetico mondiale con un impatto ambientale minimo. La tecnologia fotovoltaica è il principale mezzo con cui viene trasformata in energia elettrica. Grazie alla riduzione dei costi, al miglioramento dell'efficienza e alle politiche di incentivazione, il settore del fotovoltaico è cresciuto molto negli ultimi due decenni.

Nel contesto dello scenario NZE (Net Zero Emissions by 2050), il fotovoltaico si presenta come una tecnologia essenziale per raggiungere gli obiettivi di riduzione

della CO₂. L'IEA afferma che i veicoli elettrici e il solare fotovoltaico saranno responsabili per un terzo delle riduzioni di emissioni previste fino al 2030 [21]. Entro il 2030, la capacità installata globale di fotovoltaico dovrebbe crescere di cinque volte. Si prevede che entro il 2050 il solo solare diventerà la prima fonte di energia con una crescita venti volte superiore rispetto a oggi. Inoltre, tutte le fonti di generazione elettrica, vento e fotovoltaico insieme raggiungeranno quasi il 70% della produzione globale. A ciò si aggiunge che il fotovoltaico è attualmente tra le fonti più convenienti ed economiche. Si presenta infatti come una delle migliori opzioni per la transizione energetica grazie alla sua caratteristica di modularità, che permette il suo utilizzo sia su scala residenziale che utility.

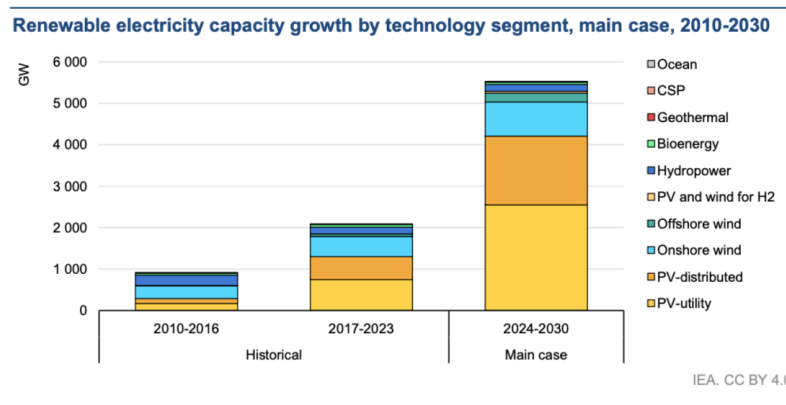


Figura 1-4: Previsione della crescita della capacità fotovoltaica globale (2024-2030)

1.2.1 Il principio fisico dell'effetto fotovoltaico

Il processo fondamentale per produrre energia elettrica direttamente dalla radiazione solare è noto come effetto fotovoltaico. Questo fenomeno, si verifica in alcuni materiali semiconduttori nel momento in cui vengono irradiati da fotoni ad alta energia. Alexandre-Edmond Becquerel ha osservato per la prima volta questo concetto nel 1839 e, grazie allo sviluppo della fisica dei semiconduttori nel secolo scorso, ha trovato un uso pratico [12]. Qui di seguito vengono brevemente riportati alcuni dettagli sulla struttura elettronica dei materiali, al fine di comprendere meglio l'effetto fotovoltaico.

I semiconduttori, come il silicio, presentano una struttura a bande. Queste sono definibili come specifiche regioni di energia in cui possono trovarsi gli elettroni, e sono per questo chiamate bande energetiche. Le due bande principali sono la banda di conduzione e la banda di valenza. È proprio in quest'ultima regione che gli elettroni hanno la possibilità di muoversi liberamente nel materiale e condurre corrente. Tra queste due bande esiste un band gap, ovvero una regione che non ha stati energetici consentiti. A temperatura ambiente, questo intervallo è di circa 1,1 eV per il silicio [13].

In un semiconduttore puro, la banda di valenza è piena e quella di conduzione è vuota: per questo, da solo, conduce male la corrente. Per aumentarne la conducibilità si ricorre al drogaggio, cioè si inseriscono piccole quantità di impurità. Se si aggiungono atomi con un elettrone in più rispetto al silicio, ad esempio il fosforo, si ottiene un materiale di tipo n, ricco di elettroni liberi. Al contrario, introducendo elementi con un elettrone in meno, come il boro, si forma un materiale di tipo p, in cui prevalgono le “lacune”, cioè i posti lasciati liberi dagli elettroni nella banda di valenza [14].

Mettere a contatto un semiconduttore p con uno n crea la giunzione p–n. Subito intorno al contatto, gli elettroni diffondono dalla zona n a quella p, mentre le lacune si muovono in direzione opposta. Questo scambio svuota la regione di confine dai portatori e genera una zona di svuotamento (o regione di carica spaziale) con un campo elettrico interno che si oppone alla diffusione. Quel campo funge da barriera “naturale” ed è essenziale: permette di separare le cariche generate dalla luce e di convertire l’energia dei fotoni in energia elettrica utilizzabile [12].

Quando un fotone con energia pari o superiore al gap di banda viene assorbito nella regione attiva, può promuovere un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione, lasciando una lacuna: nasce così una coppia elettrone-lacuna. Il campo della giunzione spinge gli elettroni verso il lato n e le lacune verso il lato p. Collegando esternamente i due lati con un carico, queste cariche danno origine a un flusso continuo di elettroni. Si ottiene così la corrente fotogenerata, ossia l’energia elettrica prodotta dal dispositivo [13].

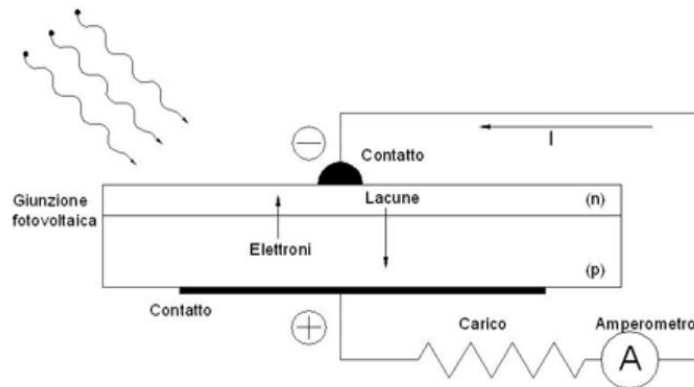


Figura 1-5: Schema del principio dell'effetto fotovoltaico all'interno della cella solare [18]

Generazione di corrente e tensione

La cella fotovoltaica può essere associata ad una batteria. A causa dell'assorbimento della luce, la superficie anteriore e quella posteriore del semiconduttore mostrano uno sbilanciamento di carica: Questo squilibrio è la fonte della differenza di potenziale. Quando un carico elettrico viene applicato ai contatti metallici della cella, gli elettroni iniziano a fluire nel circuito esterno, producendo energia. Il comportamento elettrico di una cella fotovoltaica è rappresentato da un modello circuitale semplificato, denominato modello a diodo. In questo modello, la cella viene considerata un generatore di corrente I_{ph} in parallelo con un diodo ideale.

La seguente equazione descrive la corrente erogata:

$$I = I_{ph} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{nkT}} - 1 \right) \quad (1-1)$$

Dove I è la corrente totale, I_0 è la corrente di saturazione inversa del diodo, q è la carica dell'elettrone, V è la tensione ai capi della cella, n è il coefficiente di idealità (tipicamente compreso tra 1 e 2), k è la costante di Boltzmann e T è la temperatura assoluta [14]. L'espressione appena presentata descrive come, in condizioni operative reali, la corrente generata corrisponda alla differenza tra la corrente dovuta alla luce e la corrente di diffusione che tende a riportare il sistema in equilibrio.

Dal punto di vista elettrico si distinguono due condizioni limite [23]:

- Cortocircuito (short-circuit, I_{SC}): si verifica quando la tensione è zero, ovvero nel caso di circuito chiuso, e viene massimizzata la corrente estratta. In questa condizione, $I_{SC} \approx I_{ph}$, quindi la corrente generata dalla luce viene trasferita direttamente al circuito esterno senza perdere importanti.
- Circuito aperto (open-circuit, V_{OC}): si verifica quando il circuito è aperto e la cella produce la massima tensione possibile.

La curva I V presente nella Figura 1-6 mostra il comportamento della cella solare in termini di corrente e tensione in varie condizioni operative. Oltre ai punti di corto circuito e circuito aperto, è fondamentale individuare il punto di massima potenza, noto anche come MPP o Maximum Power Point. Questa condizione, individuata da I_{MP} e V_{MP} , corrisponde al punto in cui il prodotto corrente $\times$ tensione è massimo.

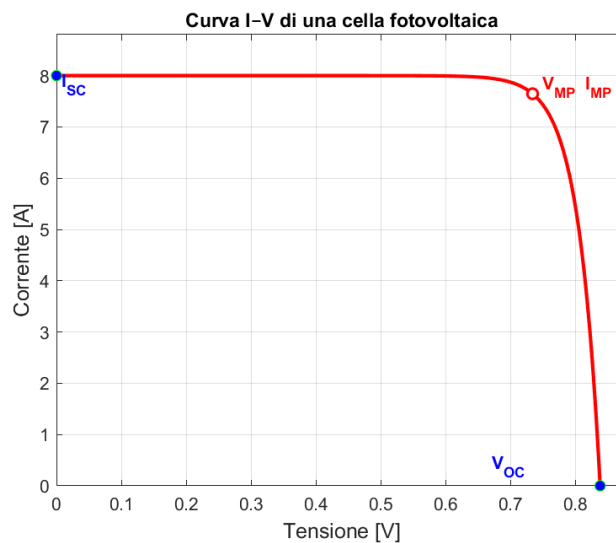


Figura 1-6: Curva corrente – tensione di una cella fotovoltaica con definizione dei punti I_{SC} , V_{OC} e MPP

La potenza massima che può essere erogata da una cella fotovoltaica dipende dalla quantità di luce incidente, dalla temperatura di esercizio e da altri fattori ambientali. Il rendimento η di conversione è definito come:

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{VI}{GA} \quad (1-2)$$

Dove $P = VI$ è la potenza elettrica prodotta, G è l'irraggiamento solare (in W/m^2) e A è l'area della cella [16].

Dopo aver fatto una panoramica della generazione di corrente e tensione tramite cella fotovoltaica, occorre parlare brevemente dei materiali. Il silicio policristallino e il silicio monocristallino sono i materiali semiconduttori più utilizzati in quanto sono affidabili, abbondanti e presentano buone prestazioni in condizioni standard. Le celle in silicio policristallino sono meno costose ma hanno un'efficienza inferiore rispetto a quelle monocristalline, che arrivano fino al 22–23% in condizioni STC. Inoltre, esistono tecnologie alternative basate su film sottili (come CdTe e CIGS) o su materiali emergenti come le perovskiti. Queste tecnologie offrono opportunità interessanti per la riduzione dei costi, ma presentano ancora problemi con la scalabilità e la durabilità [15].

1.2.2 Specifiche tecniche di un modulo fotovoltaico

Le specifiche tecniche di un modulo fotovoltaico sono contenute in un datasheet fornito dal produttore, che contiene informazioni importanti sui parametri operativi del modulo. Il datasheet infatti, contiene informazioni chiave sulla produzione di potenza, le efficienze e sul comportamento del modulo alla variazione della temperatura, oltre ad informazioni di tipo meccanico come le dimensioni e i carichi di vento [36].

In questa Sezione è riportato un esempio di datasheet per un modulo da 400 W. I dati riportati sono suddivisi principalmente in due categorie: specifiche meccaniche e specifiche elettriche. Nella Figura 1-7 è riportato un esempio reale delle specifiche meccaniche contenute.

MECHANICAL SPECIFICATION

Format	74.0 in × 41.1 in × 1.26 in (including frame) (1879 mm × 1045 mm × 32 mm)
Weight	48.5 lbs (22.0 kg)
Front Cover	0.13 in (3.2 mm) thermally pre-stressed glass with anti-reflection technology
Back Cover	Composite film
Frame	Black anodized aluminum
Cell	6 × 22 monocrystalline Q.ANTUM solar half cells
Junction Box	2.09-3.98 in × 1.26-2.36 in × 0.59-0.71 in (53-101 mm × 32-60 mm × 15-18 mm), IP67, with bypass diodes
Cable	4 mm ² Solar cable; (+) ≥ 49.2 in (1250 mm), (-) ≥ 49.2 in (1250 mm)
Connector	Stäubli MC4; IP68

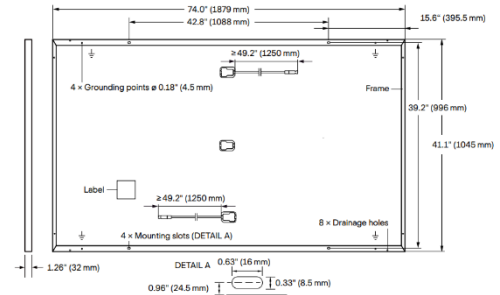


Figura 1-7: Specifiche meccaniche riportate nel datasheet di un modulo fotovoltaico [36]

Qui si trovano informazioni relative alla tipologia, design e quantità delle celle fotovoltaiche nel modulo. Inoltre vengono inserite le caratteristiche della junction box, dei cavi e dei connettori all'interno del modulo.

Nella Figura 1-8 è riportato un esempio reale delle specifiche elettriche contenute.

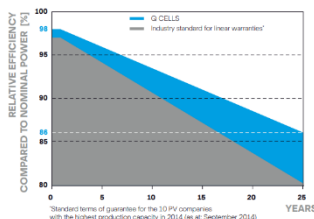
ELECTRICAL CHARACTERISTICS

POWER CLASS			385	390	395	400	405
MINIMUM PERFORMANCE AT STANDARD TEST CONDITIONS, STC ¹ (POWER TOLERANCE +5 W / -0 W)							
Minimum	Power at MPP ¹	P _{MPP} [W]	385	390	395	400	405
	Short Circuit Current ¹	I _{SC} [A]	11.04	11.07	11.10	11.14	11.17
	Open Circuit Voltage ¹	V _{OC} [V]	45.19	45.23	45.27	45.30	45.34
	Current at MPP	I _{MPP} [A]	10.59	10.65	10.71	10.77	10.83
	Voltage at MPP	V _{MPP} [V]	36.36	36.62	36.88	37.13	37.39
	Efficiency ¹	η [%]	≥19.6	≥19.9	≥20.1	≥20.4	≥20.6
MINIMUM PERFORMANCE AT NORMAL OPERATING CONDITIONS, NMOT ²							
Minimum	Power at MPP	P _{MPP} [W]	288.8	292.6	296.3	300.1	303.8
	Short Circuit Current	I _{SC} [A]	8.90	8.92	8.95	8.97	9.00
	Open Circuit Voltage	V _{OC} [V]	42.62	42.65	42.69	42.72	42.76
	Current at MPP	I _{MPP} [A]	8.35	8.41	8.46	8.51	8.57
	Voltage at MPP	V _{MPP} [V]	34.59	34.81	35.03	35.25	35.46

¹Measurement tolerances P_{MPP} ± 3%; I_{SC}, V_{OC} ± 5% at STC: 1000 W/m², 25 ± 2 °C, AM 1.5 according to IEC 60904-3 • ²800 W/m², NMOT, spectrum AM 1.5

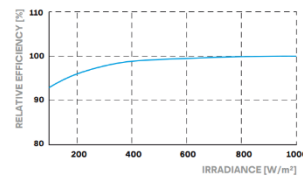
Q CELLS PERFORMANCE WARRANTY

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE



At least 98% of nominal power during first year. Thereafter max. 0.5% degradation per year. At least 93.5% of nominal power up to 10 years. At least 86% of nominal power up to 25 years.

All data within measurement tolerances. Full warranties in accordance with the warranty terms of the Q CELLS sales organisation of your respective country.



Typical module performance under low irradiance conditions in comparison to STC conditions (25 °C, 1000 W/m²)

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Figura 1-8: Specifiche elettriche riportate nel datasheet di un modulo fotovoltaico [36]

Questa sezione del datasheet è la più importante. I dati di potenza, corrente, tensione e efficienza vengono riportati sia nelle condizioni standard STC che nelle condizioni di normale operatività NOCT. Infine, sono presenti informazioni relative al comportamento del modulo al variare della temperatura.

Un'ultima sezione del datasheet è dedicata alle proprietà per il design del sistema, utili per l'installazione e connessione dell'array fotovoltaico alla rete.

1.3 Monitoraggio e manutenzione predittiva di impianti fotovoltaici

La rapida espansione dei sistemi fotovoltaici in tutto il mondo ha richiesto una gestione efficace, nonché l'evoluzione, delle azioni di monitoraggio e di manutenzione degli impianti. Nonostante il design degli impianti sia relativamente semplice, la crescente scala degli stessi e le interdipendenze tra i vari componenti aumentano la complessità della manutenzione.

Questa sezione contiene una panoramica delle principali strategie di manutenzione di impianti fotovoltaici da letteratura, con una particolare attenzione al tema delle reti neurali.

1.3.1 Strategie di manutenzione di impianti fotovoltaici

In letteratura, le strategie di manutenzione per sistemi fotovoltaici sono generalmente classificate in tre sottogruppi [34]:

- Correttiva
- Preventiva
- Predittiva

L'ordine con cui sono state presentate rispecchia anche l'evoluzione temporale delle strategie di manutenzione, inizialmente basate sulla manutenzione correttiva e successivamente sviluppatesi fino alle attuali tecniche predittive, le quali sono oggi oggetto di studio e applicazione.

La manutenzione correttiva prevede l'intervento sul guasto o malfunzionamento nel momento in cui questo è stato individuato da un'ispezione di routine o da un controllo remoto. È un intervento eccezionale e non programmato, che ha l'obiettivo di riportare l'impianto al suo stato di funzionamento ordinario. È una strategia di manutenzione tendenzialmente costosa e porta ad interruzioni della generazione di potenza dell'impianto, nonché a possibili danneggiamenti di alcuni componenti. Nel tempo, le dimensioni degli impianti fotovoltaici stanno crescendo, questo porta all'aumento del numero di componenti che lo compongono e ad una conseguente non sostenibilità di questo genere di manutenzione per impianti di larga taglia.

La manutenzione preventiva si basa sul correggere e risolvere i piccoli guasti prima che questi diventino eccessivamente rilevanti. È possibile eseguire questo tipo di manutenzione attraverso interventi programmati; tuttavia, questo metodo potrebbe comportare un aumento dei costi per interventi che non sono necessari o inefficaci. Il monitoraggio degli impianti fotovoltaici consente di identificare segnali di guasti o problemi di performance del sistema in anticipo. La principale differenza tra i metodi di manutenzione preventiva basati sul monitoraggio e quelli di manutenzione predittiva è che i primi utilizzano sensori che registrano dati in tempo reale che vengono poi analizzati per determinare lo stato dell'impianto. Alternativamente, i metodi di manutenzione predittiva implementano modelli di previsione e conducono analisi parametriche utilizzando i dati storici e il rilevamento delle anomalie.

L'analisi dei sistemi fotovoltaici e dei loro componenti consente l'elaborazione di previsioni, l'individuazione di trend di degrado e la stima della vita utile residua dei componenti. In contrasto con i metodi di manutenzione preventiva, che viene eseguita solo quando è necessario, questo metodo consente di prevedere con anticipo quando un componente subisce un guasto. Il tema dell'integrazione tra tecniche di manutenzione predittiva e di previsione della potenza ha una grande rilevanza, soprattutto nei sistemi fotovoltaici di larga scala.

Reti neurali

In questo panorama, l'impiego di algoritmi di intelligenza artificiale si è largamente diffuso nel campo della previsione dei guasti entro un determinato intervallo temporale. Le strategie di manutenzione predittiva sono principalmente concentrate su due componenti di un impianto: inverter e moduli fotovoltaici.

In questo contesto, le reti neurali ricoprono un ruolo di fondamentale

importanza, essendo esse una delle soluzioni attuali più ricercate e che hanno portato a grandi risultati. Esse sono algoritmi matematici ispirati al funzionamento del sistema nervoso dei vertebrati; come tali, le reti sono in grado di “imparare” dall’esperienza secondo un processo noto come addestramento o training e di generalizzare gli insegnamenti acquisiti anche nel caso di stimoli, o input, cui non erano state sottoposte nel processo di addestramento. Nel processo di addestramento alla rete sono presentati un set di dati di ingresso ed un set con i corrispondenti dati di uscita; queste coppie input-output fungono da esempi per la rete che, opportunamente addestrata, in una fase successiva nota come fase di test sarà in grado di fornire ragionevoli output anche in risposta a nuovi ingressi.

Le reti neurali sono categorizzate in base alla loro utilità e obiettivo pratico [35].

- Reti Neurali Feedforward (FFNN): rappresentano la forma più semplice di rete neurale. Esse permettono la gestione di relazioni complesse ma non sono adatte alla modellazione di sequenze di dati o dipendenze temporali.
- Reti Neurali Convoluzionali (CNN): sono in grado di gestire dati con una struttura spaziale, come possono essere immagini o video.
- Reti Neurali Ricorrenti (RNN): permettono di gestire sequenze temporali e rappresentano un'evoluzione delle FFNN. Sono ampiamente utilizzabili nel settore fotovoltaico e sono ideali per l'elaborazione di serie di dati storiche. Ma sono limitati all'apprendimento di dipendenze a lungo termine.
- Long Short-Term Memory (LSTM): sono un'evoluzione delle RNN e introducono un sistema di tre "porte" (input, output e forget). Esse rappresentano il metodo principale per la previsione della potenza generata da un impianto fotovoltaico.

Capitolo 2

2 Modello da letteratura per il calcolo della produzione fotovoltaica

2.1 Introduzione

I modelli di conversione della potenza fotovoltaica sono generalmente studiati per stimare l'energia generata dagli impianti quando il cielo è sereno. Tuttavia, questo metodo comporta notevoli differenze rispetto al comportamento reale degli impianti perché le maggiori discrepanze tra la potenza alternata simulata e quella reale si verificano soprattutto durante le giornate nuvolose, in particolare durante l'inverno.

Il presente lavoro di tesi propone una procedura ottimizzata per il monitoraggio di impianti fotovoltaici e per la conseguente valutazione delle loro prestazioni, con un'attenzione specifica alle condizioni caratterizzate da una presenza di ombre non uniforme sull'impianto. La procedura si basa su un modello riportato in letteratura nell'articolo [24], concepito per simulare la potenza generata in condizioni di cielo sereno, senza considerare eventuali riduzioni dovute a variabilità meteorologica. Un successivo studio [25] ha introdotto alcuni miglioramenti attraverso opportune modifiche e fattori correttivi, con l'obiettivo di stimare la produzione fotovoltaica in maniera più accurata. In questo lavoro di tesi, tali miglioramenti vengono ripresi e ulteriormente sviluppati mediante un approccio innovativo.

I due principali metodi per la modellazione dei sistemi fotovoltaici sono i modelli di potenza DC e i modelli a diodi equivalenti. I modelli di potenza DC non esaminano la curva corrente-tensione completa ma, piuttosto, stimano direttamente la potenza erogata al punto di massima potenza. La formulazione di base prevede una relazione proporzionale tra l'irradianza incidente e la potenza prodotta; per

Capitolo 2

tenere conto di diversi fenomeni che caratterizzano gli impianti reali, come la dipendenza dalla temperatura o le perdite che si verificano in condizioni di bassa radiazione solare, possono essere aggiunti termini correttivi. La stima della potenza DC per la modellazione dei sistemi fotovoltaici è inoltre caratterizzata da una minore complessità computazionale. Ciò rende questi modelli ideali per la progettazione preliminare e l'analisi della sensibilità.

Al contrario, i modelli basati sui diodi si basano sulla rappresentazione elettrica equivalente della cella fotovoltaica. Essi forniscono un quadro fisicamente più completo del dispositivo e l'equazione che ne deriva consente la ricostruzione dell'intera curva I-V. In questo modo è possibile individuare il punto di massima potenza, anche se questo richiede la risoluzione di un sistema non lineare che comporta un maggiore impegno computazionale.

Il modello presentato in questo capitolo, su cui si fonda il presente lavoro di tesi, appartiene alla prima categoria, in cui la potenza generata è assunta proporzionale all'irradianza solare. Esso richiede, come variabili di ingresso, la temperatura delle celle fotovoltaiche e l'irradianza globale incidente sul piano del modulo. L'obiettivo è definire una procedura che possa essere applicata a impianti differenti, caratterizzati da specifiche tecniche e di installazione diverse. In molti casi, tuttavia, tali misure non risultano direttamente disponibili: per questo motivo vengono introdotti due modelli teorici, ampiamente consolidati in letteratura, che consentono di stimare le grandezze necessarie a partire da dati più facilmente reperibili, ad esempio tramite stazioni meteorologiche. Nello specifico, per la stima della temperatura della cella si adotta il modello NOCT, mentre per la determinazione dell'irradianza globale incidente sul piano dei moduli si fa riferimento al modello di Liu e Jordan.

Il presente capitolo è strutturato come segue: in primo luogo vengono presentati i due modelli teorici per la stima delle grandezze in ingresso appena citati. Successivamente viene introdotto il modello semi-empirico per la stima dei profili di potenza, descritto nell'articolo [24], che costituisce la base della procedura di monitoraggio innovativa proposta in questo lavoro, a cui segue una presentazione dei miglioramenti apportati al modello originario, come presentato nell'articolo [25]. Infine, si ricorda che l'obiettivo ultimo dello studio è osservare e valutare lo stato operativo dell'impianto fotovoltaico e la sua produzione fotovoltaica, stimata tramite il modello proposto. Per questo motivo, in chiusura di questo capitolo sull'esposizione dei modelli da letteratura, vengono introdotti e definiti gli indicatori di performance e le metriche di errore.

2.2 Modelli di stima delle grandezze in ingresso

In questa sezione verrà prima descritto il modello da letteratura per il calcolo della temperatura di cella e in seguito quello scelto

2.2.1 Modello per il calcolo della temperatura di cella (T_c)

La potenza generata e l'efficienza della cella sono fortemente influenzate dalla temperatura della cella. Questo parametro è variabile. Nella pratica operativa infatti, solo una parte relativamente piccola dell'energia solare incidente viene convertita in elettricità, generalmente meno del 20%. Il resto viene assorbito come calore, che aumenta la temperatura del modulo. Questo riscaldamento deriva da fenomeni quali assorbimento di radiazione infrarossa, inefficienza elettrica e perdite ottiche o meccaniche [26].

Gli effetti elettrici dell'aumento della temperatura sul modulo possono essere riassunti come segue:

- Riduzione della tensione a circuito aperto (V_{oc}): l'aumento della temperatura porta ad una riduzione del bandgap del semiconduttore, abbassando la V_{oc} . In generale, per ogni grado di temperatura, la V_{oc} diminuisce di circa 0,3-0,5 %.
- Un lieve aumento della corrente a corto circuito (I_{sc}): con temperature più elevate, l' I_{sc} aumenta leggermente a causa dell'aumento della generazione termica dei portatori. Tuttavia, questo effetto è meno significativo rispetto alla riduzione della V_{oc} .
- Riduzione della potenza massima (P_{max}): la riduzione della potenza erogata dal modulo rappresenta l'effetto complessivo. Si prevede una diminuzione di efficienza di circa 0,4-0,5 % per °C oltre la temperatura ideale nei moduli di silicio cristallino.

Il punto di massima potenza diminuisce quando la V_{oc} diminuisce e l' I_{sc}

Capitolo 2

aumenta. Ciò può causare un minor output elettrico nelle ore più calde o nelle installazioni che non hanno abbastanza ventilazione. Di conseguenza, la potenza erogata diminuisce con l'aumento della temperatura di cella [27] [31].

Il modello NOCT ('Normal Operating Cell Temperature') per la stima della temperatura di cella presentato in questa sezione, è stato concepito proprio per tener conto dell'innalzamento della temperatura del modulo sotto carichi reali di irraggiamento: viene infatti ipotizzata una proporzionalità lineare tra la grandezza ricercata e l'irradianza incidente. Stimare correttamente la temperatura operativa T_c è indispensabile affinché la simulazione della potenza fotovoltaica sia accurata e affidabile in casi di impianti in cui non siano direttamente installati appositi sensori per la diretta misura della grandezza.

La Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) è la temperatura d'equilibrio che le celle di un modulo raggiungono in specifiche condizioni standardizzate di prova, riassumibili come segue:

- irradianza incidente sul piano del modulo pari a 800 W/m^2 (G_{NOCT})
- temperatura dell'aria 20°C ($T_{a,NOCT}$)
- velocità del vento 1 m/s
- modulo a circuito aperto e montaggio in rastrelliera con retro esposto e con un'inclinazione di 45°

La temperatura di normale funzionamento della cella, calcolata in tali condizioni, viene comunemente riportata nelle schede tecniche dei moduli. Molti moduli commerciali presentano valori NOCT tipicamente nell'intervallo $\sim 40\text{--}45^\circ\text{C}$.

La temperatura della cella è calcolata come:

$$T_c = T_a + \frac{G}{G_{NOCT}} (NOCT - T_{a,NOCT}) \quad (2-1)$$

In particolare:

- T_c : temperatura di cella

Capitolo 2

- T_a : temperatura dell'aria
- G : irradianza globale incidente sul piano del modulo

Il modello presentato è una forma base che riflette le condizioni NOCT (modulo a circuito aperto, retro ventilato) e tende a sottostimare T_c per installazioni con ventilazione ridotta (es. integrazione su tetto senza intercapedine) o a sovrastimarla in presenza di vento sostenuto [28].

2.2.2 Modello di riporto dell'irradianza sul piano inclinato

Il modello di stima della produzione fotovoltaica utilizzato richiede l'impiego dei valori di irradianza globale incidente sul piano inclinato del modulo fotovoltaico. Poiché spesso l'informazione di irradianza viene fornita come irradianza globale su un piano a superficie orizzontale, è necessario introdurre una relazione che permetta di ricavare, dall'irradianza su piano orizzontale, l'irradianza su piano inclinato. A tale scopo, viene adoperato il modello isotropo del cielo ideato da Liu e Jordan, che permette di calcolare la radiazione incidente su un piano inclinato a partire dalle informazioni di radiazione diretta (normale al piano orizzontale) e di radiazione diffusa orizzontale. È essenziale calcolare l'irradianza sul piano inclinato in maniera più precisa possibile in quanto influisce direttamente sulla potenza generata dall'impianto.

Il modello di Liu e Jordan presenta, come ipotesi semplificativa centrale, l'assunzione che la radiazione diffusa sia distribuita uniformemente sull'intera volta celeste. Per questo motivo viene definito isotropo. Questo approccio si presenta come semplice e largamente utilizzato.

L'irradianza totale sul piano inclinato del modulo (G_t) è data dalla somma di tre componenti: una componente diretta, una componente diffusa e una componente riflessa dal suolo. Il pedice "t" fa riferimento al termine "tilted", ovvero inclinato.

Questa definizione viene espressa dalla seguente relazione:

$$G_t = G_{b,t} + G_{d,t} + G_{r,t} \quad (2-2)$$

Dove:

Capitolo 2

- $G_{b,t}$ = Irradianza diretta incidente sul piano del modulo
- $G_{d,t}$ = Irradianza diffusa incidente sul piano del modulo
- $G_{r,t}$ = Irradianza riflessa incidente sul piano del modulo

Componente diretta inclinata ($G_{b,t}$)

La componente diretta è la quota di radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre senza subire deviazioni significative nell'atmosfera. Sul piano del modulo, questa componente dipende dall'angolo di incidenza.

$$G_{b,t} = BHI \cdot \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (2-3)$$

Dove:

- BHI (Beam Horizontal Irradiance) è l'irradianza diretta normale sulla superficie orizzontale
- θ è l'angolo di incidenza dei raggi solari rispetto alla normale al piano del modulo
- θ_z è l'angolo zenitale, ovvero l'angolo compreso tra la direzione del sole e la verticale locale

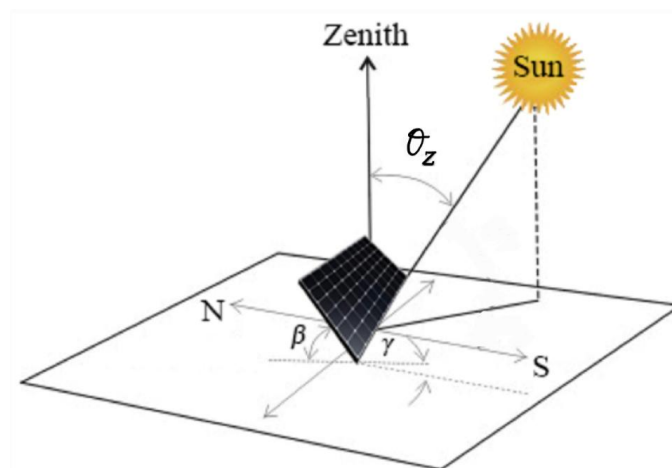


Figura 2-1: Angoli caratteristici di un modulo fotovoltaico [29]

Componente diffusa inclinata

La componente diffusa dell'irradianza ($G_{d,t}$) è la radiazione solare che, dopo aver interagito con le particelle dell'atmosfera, giunge al piano inclinato del modulo da tutte le direzioni del cielo.

Questa componente dell'irradianza su piano inclinato può essere calcolata come segue:

$$G_{d,t} = DHI \cdot F_{cs} \quad (2-4)$$

Dove:

- DHI è la componente sul piano orizzontale dell'irradianza diffusa
- F_{cs} è il fattore di vista piano-cielo

Il fattore di vista piano-cielo (F_{cs}) rappresenta la frazione della volta celeste “vista” dal piano inclinato del modulo, un fattore geometrico che pesa quanta parte della radiazione diffusa del cielo arriva effettivamente sul piano. Seguendo l'ipotesi del modello di Liu e Jordan, si assume che la componente diffusa è uniforme per tutta la superficie del cielo, quindi la frazione di cielo vista dal piano inclinato sarà:

$$F_{cs} = \left(1 + \frac{\cos(\beta)}{2}\right) \quad (2-5)$$

Dove β è l'angolo di inclinazione del pannello, come mostrato in figura 2-1.

Componente riflessa dal suolo

È la parte di irradianza globale orizzontale che, dopo aver colpito il terreno o superfici circostanti, viene riflessa verso il modulo. Dipende dal coefficiente di riflettanza del suolo (ρ , detto albedo), che varia tipicamente da 0,1 per superfici scure (asfalto) a >0,8 per superfici molto riflettenti (neve).

Questa componente è calcolata secondo l'espressione:

$$G_{r,t} = GHI \cdot \rho \cdot (1 - F_{cs}) \quad (2-6)$$

Capitolo 2

Dove:

- GHI è l'irradianza globale su piano orizzontale.
- ρ è il coefficiente di albedo.
- Fcs è il fattore di vista piano-cielo.

Per le superfici considerate, ρ assume un valore pari a 0,2.

Si ricorda che la componente globale della radiazione solare su piano orizzontale GHI è data dalla somma delle due componenti diretta e diffusa:

$$GHI = BHI + DHI \quad (2-7)$$

In sintesi, l'espressione finale per il calcolo dell'irradianza globale sul piano inclinato del modulo G_t è:

$$G_t = BHI \cdot \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} + DHI \cdot \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right) + GHI \cdot \rho \cdot \left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right) \quad (2-8)$$

2.3 Modello di calcolo della potenza generata

In questa sezione viene presentato il modello semi-empirico per la stima dei profili della potenza alternata generata proposto nell'articolo [25].

Secondo la procedura proposta, viene inizialmente stimata la potenza generata in corrente continua (DC), successivamente convertita in potenza generata in corrente alternata (AC), rispettivamente all'ingresso e all'uscita dell'inverter. Queste due grandezze sono legate dal rendimento di conversione DC/AC, come verrà mostrato in seguito.

2.3.1 Calcolo della potenza DC generata

Il modello per la stima della potenza generata, adottato nel presente lavoro, esprime una relazione diretta tra la potenza prodotta e l'irradianza incidente sul

Capitolo 2

piano inclinato del modulo. Il modello prende in considerazione una serie di fonti di perdita che si verificano nel processo di conversione dell'energia solare in energia elettrica. Queste perdite ricoprono il ruolo di tenere in considerazione la natura reale del fenomeno, riflettono dunque i limiti tecnologici dei componenti e le condizioni operative dell'impianto.

L'espressione completa che esprime il calcolo della potenza DC generata, includendo i numerosi coefficienti di perdita che si andranno a descrivere in seguito, si presenta come segue:

$$P_{DC} = G_t \cdot A \cdot \eta_{STC} \cdot \eta_{low,G} \cdot C_T \cdot \eta_{mix} \cdot \eta_{life} \cdot \eta_{conv} \quad (2-9)$$

Dove:

- G_t è l'irradianza globale incidente sul piano del modulo (W/ m2)
- A è l'area totale dei moduli (m2)
- η_{STC} è l'efficienza nominale dell'impianto in condizione standard
- $\eta_{low,G}$ è il coefficiente che esprime le perdite a bassa irradianza
- C_T rappresenta il coefficiente di perdite termiche
- η_{mix} è l'efficienza complessiva dell'impianto
- η_{life} è il coefficiente delle perdite dovute all'invecchiamento

Nelle seguenti sezioni si procederà con la descrizione dei parametri che compongono l'espressione appena presentata. Si inizierà con la definizione di efficienza nominale dell'impianto in condizioni standard, per poi procedere con la descrizione dei coefficienti di perdita lato DC, ovvero tutte le perdite che riducono la quantità di energia in corrente continua prodotta dai moduli prima che essa venga convertita in corrente alternata e che compongono l'Equazione (2-7).

Efficienza nominale dell'impianto in condizione standard (η_{STC})

In generale, l'efficienza nominale di un impianto fotovoltaico dipende da tre componenti: dalla potenza di picco dell'impianto, dalle dimensioni dello stesso e dall'irradianza solare.

Capitolo 2

η_{STC} viene calcolata nelle condizioni standard di esercizio, indicate con la sigla STC (Standard Test Condition), dettate dalla specifica normativa CEI-EN IEC 60904-3.

Secondo questa norma, per condizioni standard si intende:

- temperatura pari a 25°C (TSTC);
- radiazione solare incidente pari a 1000 W/m² (G_{STC});
- indice di massa d'aria pari a 1,5

L'espressione dell'efficienza nominale nelle condizioni appena descritte è:

$$\eta_{STC} = \frac{P_{STC}}{G_{STC} \cdot A} \quad (2-10)$$

Dove P_{STC} è la potenza generata dall'impianto nelle condizioni operative descritte.

Coefficiente di perdite a bassa irradianza ($\eta_{low,G}$)

Il coefficiente di perdite a bassa irradianza è un parametro utile a quantificare le perdite a cui è soggetto un modulo fotovoltaico quando l'irraggiamento solare scende al di sotto di una soglia critica, indicata con G_0 . Quest'ultima rappresenta il valore di irradianza al di sotto del quale il modulo non è più in grado di produrre energia, a causa delle perdite interne [24]. La relazione tra irradianza globale incidente e potenza generata non è infatti lineare, e tale coefficiente consente di descrivere questa deviazione dalla linearità. Le perdite derivano principalmente dalla diminuzione della resistenza di shunt (R_{sh}) al calare dell'irraggiamento, la quale è associata alle correnti di dispersione superficiali tra la piastra e la griglia, sulle superfici laterali della cella solare. Al contrario, la resistenza di serie tende a mantenersi pressoché costante [30].

La formulazione del coefficiente di perdite a bassa irradianza è riportata nell'Equazione (2-11):

$$\eta_{low,G} = \left(1 - \frac{G_0}{G}\right) \quad (2-11)$$

G_0 è un valore soglia che varia tra 10 W/m² e 50 W/m² [25].

Capitolo 2

In generale, per $G < 500 \text{ W/m}^2$ l'efficienza dei moduli fotovoltaici presenta un andamento fortemente non lineare, mentre risulta pressoché lineare per valori di G più elevati. Inoltre, come sarà mostrato in seguito per bassi valori della soglia G_0 si abbassa anche la soglia dell'irradianza entro la quale è possibile considerare il processo lineare. Da questa analisi si evince come nel caso di $G \leq G_0$ la produzione di potenza fotovoltaica sia nulla.

Coefficiente di perdite termiche (C_T)

Come affrontato nella Sezione 2.2.1, l'aumento della temperatura di cella comporta una riduzione della potenza erogata. Per descrivere e correggere questo fenomeno viene introdotto il coefficiente di perdite termiche (C_T), che quantifica la riduzione di potenza in funzione della temperatura della cella rispetto alle condizioni STC tramite una dipendenza lineare.

Il coefficiente C_T viene stimato come segue:

$$C_T = 1 - \gamma_{th}(T_c - T_{STC}) \quad (2-12)$$

γ_{th} è il coefficiente termico di potenza massima, tipicamente compreso tra $-0,3\%/^{\circ}\text{C}$ e $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ per moduli in silicio cristallino [31].

L'Equazione 2-12 mostra come, da un aumento della temperatura di cella T_c rispetto alle condizioni STC, si ottiene una proporzionale diminuzione del coefficiente C_T e dunque una riduzione della potenza generata. Al contrario, se si verifica la condizione per cui la temperatura di cella risulta inferiore di quella in condizioni STC come può accadere nei mesi invernali, si osserva una leggera sovraperformance del modulo rispetto alle condizioni nominali.

Nella maggior parte dei moduli fotovoltaici, i coefficienti di temperatura sono specificati direttamente nelle schede tecniche fornite dai produttori. Inoltre, la ventilazione gioca un ruolo cruciale nella dissipazione del calore: il modulo raggiunge la sua temperatura operativa in base all'equilibrio termico tra il calore generato (dalla radiazione incidente) e quello disperso tramite conduzione, convezione e irraggiamento, dunque le perdite termiche di potenza generata possono variare in base a diversi fattori, tra i quali le condizioni di installazione dell'impianto.

Efficienza complessiva dell'impianto (η_{mix})

L'efficienza complessiva del sistema (η_{mix}) racchiude le altre categorie di perdite, descritte qui di seguito. η_{mix} è calcolato tramite il prodotto di quattro componenti:

$$\eta_{mix} = \eta_{dirt} \cdot \eta_{refl} \cdot \eta_{mis} \cdot \eta_{cable} \quad (2-13)$$

Dove:

- η_{dirt} è il coefficiente che modella le perdite dovute alla sporcizia dei moduli.
- η_{refl} rappresenta la frazione della radiazione che viene riflessa anziché assorbita dai moduli.
- η_{mis} modella le perdite causate da possibili mismatch, ovvero la mancata corrispondenza tra le curve di corrente-tensione di pannelli diversi dovuta a caratteristiche elettriche leggermente differenti.
- η_{cable} è il coefficiente associato alle dispersioni elettriche per effetto Joule dovute all'utilizzo di cavi e connettori.

Questi coefficienti di perdita sono di tipo sperimentale e sono considerati costanti in questa analisi.

Coefficiente di perdite dovute all'invecchiamento (η_{life})

η_{life} è l'efficienza legata al degrado dei pannelli, elemento che causa perdite di potenza generata nel tempo. Questo contributo è quantificabile tramite il tasso di degrado annuo γ_{life} e il tempo di esercizio n_{life} , espresso in anni.

$$\eta_{life} = 1 - \gamma_{life} \cdot n_{life} \quad (2-14)$$

γ_{life} rappresenta il tasso annuo di invecchiamento dei moduli espresso come percentuale di rendimento persa ogni anno e sempre riferita al rendimento nominale. Nella presente analisi viene considerato un tasso di invecchiamento pari

a $\gamma_{life} = 0,5\%/anno$.

2.3.2 Conversione della potenza DC/AC

In seguito alla stima della potenza DC generata dall'impianto, è necessario proseguire con il suo processo di conversione per ottenere la potenza alternata (AC), ovvero quella all'uscita dell'inverter. La potenza continua è legata a quella alternata tramite l'efficienza di conversione n_{conv} , secondo l'Equazione (2-15):

$$P_{AC} = n_{conv} \cdot P_{DC} \quad (2-15)$$

η_{conv} indica l'efficienza non lineare del convertitore DC/AC, comprensiva degli effetti del sistema di Maximum Power Point Tracking (MPPT) e dell'inverter. Essa viene valutata attraverso un modello di tipo quadratico, derivato da dati sperimentali. I due contributi appena descritti seguono un andamento non lineare in funzione della potenza nominale.

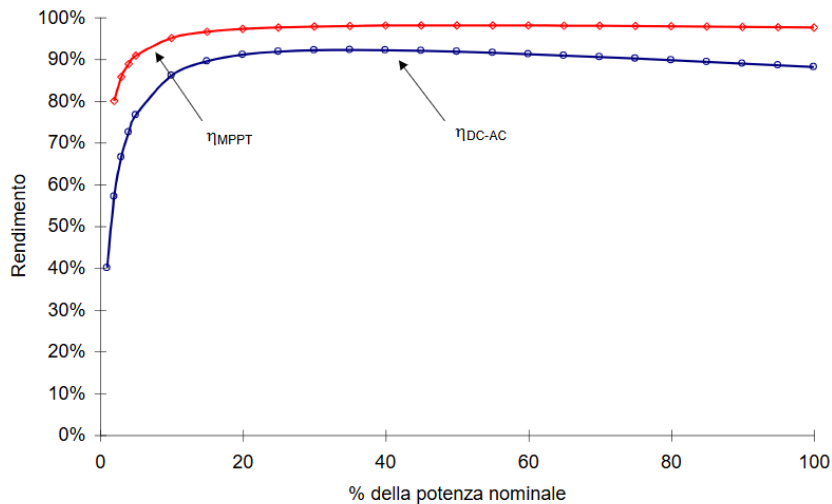


Figura 2-2: Rendimento di inseguimento MPPT e di conversione DC-AC [33]

La potenza AC in uscita dall'inverter ha perso parte della potenza a causa di perdite nella conversione DC/AC. Per questo motivo, l'Equazione (2-15) può essere espressa così:

Capitolo 2

$$n_{conv} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + P_{loss}} \quad (2-16)$$

Il termine P_{loss} identifica la frazione di potenza persa nella conversione ed è stimata tramite un'espressione quadratica, le cui componenti derivano da dati sperimentali:

$$P_{loss} = P_0 + C_L \cdot P_{AC} + C_Q \cdot P_{AC}^2 \quad (2-17)$$

Dall'Equazione (2-17) si evince come le perdite complessive di conversione possano essere descritte attraverso tre contributi principali. Il primo termine, P_0 , rappresenta le perdite a vuoto, ossia quelle indipendenti dalla potenza erogata e legate al consumo dei circuiti ausiliari e di controllo. A questo si aggiunge il termine proporzionale alla potenza AC erogata, $C_L \cdot P_{AC}$, che esprime le perdite lineari di conduzione, dove C_L è un termine adimensionale che assume il valore di 0,005. Infine, il termine quadratico $C_Q \cdot P_{AC}^2$ tiene conto delle perdite resistive e di commutazione, principalmente associate ai MOSFET e alle resistenze parassite interne ai componenti di potenza.

Sulla base delle definizioni e delle procedure di calcolo illustrate, si perviene all'Equazione (2-18), che consente di stimare la potenza in corrente alternata immessa in rete dall'impianto a partire dalla potenza in corrente continua generata e dai coefficienti di conversione appena introdotti.

$$P_{AC} = \frac{-(1 + C_L) + \sqrt{(1 + C_L^2) + 4 \cdot C_Q \cdot (P_{DC} - P_0)}}{2 \cdot C_Q} \quad (2-18)$$

Questa espressione costituisce le fondamenta del modello teorico di calcolo della potenza generata dall'impianto e la base del modello innovativo di stima della produzione fotovoltaica oggetto di questo lavoro di tesi.

2.4 Miglioramenti del modello base di stima della produzione fotovoltaica

Un limite comune ai modelli di stima delle grandezze presentati nelle sezioni precedenti, condiviso anche dalla maggior parte delle formulazioni disponibili in

Capitolo 2

letteratura, è quello di stimare la produzione solo in condizioni ideali, assumendo cioè che l'impianto fotovoltaico operi senza alcun tipo di anomalia, al massimo delle sue possibilità. Tuttavia, l'obiettivo deve essere quello di avvicinarsi quanto più possibile al comportamento reale degli impianti in esercizio. Per raggiungere tale scopo, gli articoli [24] e [25] propongono dei miglioramenti del modello base, adattandolo sia attraverso l'introduzione di nuovi parametri, sia mediante la modifica di alcuni valori predefiniti, con l'obiettivo di migliorarne la stima della produzione rispetto a quella attesa ricavata sperimentalmente.

I miglioramenti proposti al modello riguardano principalmente la modifica di alcuni parametri chiave. Questi sono: la soglia di bassa irradianza G_0 , il coefficiente termico di potenza γ_{th} e i parametri impiegati per la stima della temperatura del modulo. A questi si aggiunge un coefficiente correttivo, introdotto per rappresentare in maniera più accurata la produzione degli impianti fotovoltaici in condizioni di tempo non ideali, come durante giornate nuvolose. Le sottosezioni seguenti illustrano nel dettaglio gli effetti derivanti dalla modifica dei parametri considerati.

2.4.1 Miglioramento della soglia di bassa irradianza G_0

Il grafico sottostante (Figura 2-3) riporta l'andamento del coefficiente di perdita in funzione dell'irradianza, per diversi valori di G_0 .

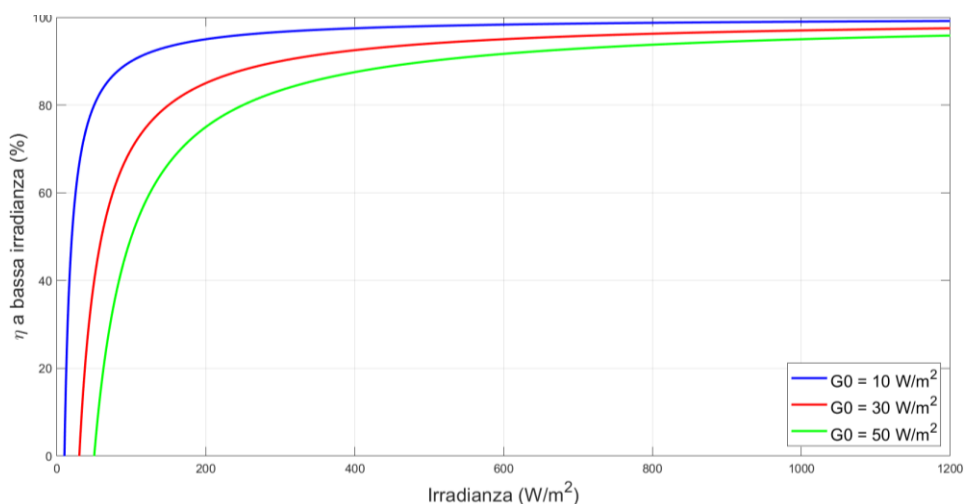


Figura 2-3: Dipendenza del coefficiente di perdita a bassa irradianza da G_0 .

L'ottimizzazione del parametro G_0 consente di rappresentare in modo più accurato le non linearità che si manifestano nella conversione tra irradianza e potenza elettrica ai bassi livelli di irradianza. La Figura (2-3) illustra l'effetto della variazione di G_0 sulla relazione tra l'irradianza e l'efficienza $\eta_{low,G}$. Un incremento di G_0 porta ad una maggiore penalizzazione della potenza stimata in condizioni di bassa irradianza. Il modello dunque, diventa più rigido nelle fasce orarie di mattino/sera o in condizioni di cielo coperto. A parità di irradianza infatti, si nota come per un G_0 minore, l'efficienza è anch'essa minore.

2.4.2 Miglioramenti nel calcolo della temperatura di cella

Il miglioramento della stima della temperatura di cella consiste nell'utilizzo di parametri aggiornati rispetto a quelli riportati in letteratura, che definiscono il modello di partenza. Nel caso del modello NOCT, il parametro che viene aggiornato è il valore della Nominal Operating Cell Temperature (NOCT).

2.4.3 Miglioramento del coefficiente termico di potenza γ_{th}

Il coefficiente termico γ_{th} assume un valore compreso tra $-0,3\%/K$ e $-0,5\%/K$ e viene utilizzato per stimare l'andamento della potenza DC. La produzione è significativamente influenzata dalla variazione di questo parametro, poiché si verifica uno scostamento energetico in condizioni di alta temperatura e alta irradianza. Questo accade nello specifico nelle ore centrali della giornata, con effetti ancora più marcati durante il periodo estivo. Ad un maggiore γ_{th} , in valore assoluto, corrisponde una maggiore sensibilità del modello nei confronti della variazione della temperatura delle celle.

In Figura 2-4 si osserva l'andamento qualitativo della potenza DC generata durante una mezza giornata, corrispondente a due diversi valori di γ_{th} . Si osserva come, riducendo in valore assoluto il valore del coefficiente dal riferimento standard ($-0,5\%/K$ per i moduli in silicio cristallino) a $-0,3\%/K$, la produzione è soggetta a miglioramento. Questo significa che lo stato operativo del modulo risulta meno sensibile alla variazione di temperatura delle celle.

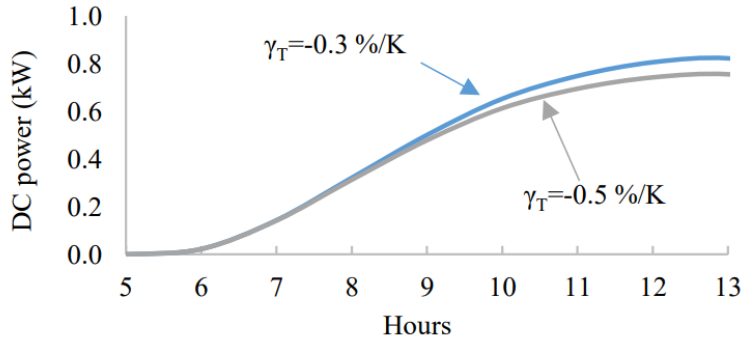


Figura 2-4: Effetto della variazione del coefficiente termico di potenza sulla produzione di potenza DC [25]

2.4.4 Coefficiente correttivo per giornate di cielo non sereno

Il modello di conversione fotovoltaica teorico descritto nella sezione precedente è stato sviluppato principalmente per simulare giornate in cui la presenza di ombre, sia essa dovuta alla presenza di nuvole o di installazioni circostanti, è uniforme. Ciò porta a una sovrastima della generazione, siccome molto spesso non prende in considerazione la presenza di ombra variabile, e questo si verifica nello specifico durante i mesi invernali. Per correggere questo effetto viene introdotto un fattore correttivo, denominato *Non-Clear-Sky Day Factor* ($f_{ncsd,i}$), specifico per l' i -esimo giorno. Tale coefficiente viene applicato alla potenza alternata calcolata (P_{AC}) fornendo un nuovo valore pesato ($P_{AC,w}$), secondo la relazione:

$$P_{AC,w} = P_{AC} \cdot (1 - f_{ncsd,i}) \quad (2-19)$$

Il fattore appena introdotto viene stimato tramite una relazione quadratica, specifica per l' i -esimo giorno, secondo l'Equazione (2-20):

$$f_{ncsd,i} = a_{DID} \cdot DID^2 + b_{DID} \cdot DID + c_{DID} \quad (2-20)$$

Dove a_{DID} , b_{DID} e c_{DID} rappresentano i coefficienti della variabile DID , definita qui di seguito. L'indice DID sta per Daily Irradiation Deviation e quantifica lo scostamento relativo tra l'irradianza giornaliera misurata H_i e quella stimata da modello teorico in caso di cielo sereno $H_{ClearSky,i}$. L'Equazione (2-21) mostra la correlazione tra questi due parametri, come descritto:

Capitolo 2

$$DID = \frac{H_{ClearSky,i} - H_i}{H_{ClearSky,i}} \quad (2-21)$$

Questo indice quantifica la presenza di nuvole nel cielo, mediata nel corso di una giornata, assumendo un valore tra zero e uno. Se $DID = 0$ significa che la giornata è serena, e l'irradianza misurata coincide con quella calcolata nel caso di cielo sereno. Al contrario, un indice pari a 1 significa che il cielo è del tutto coperto.

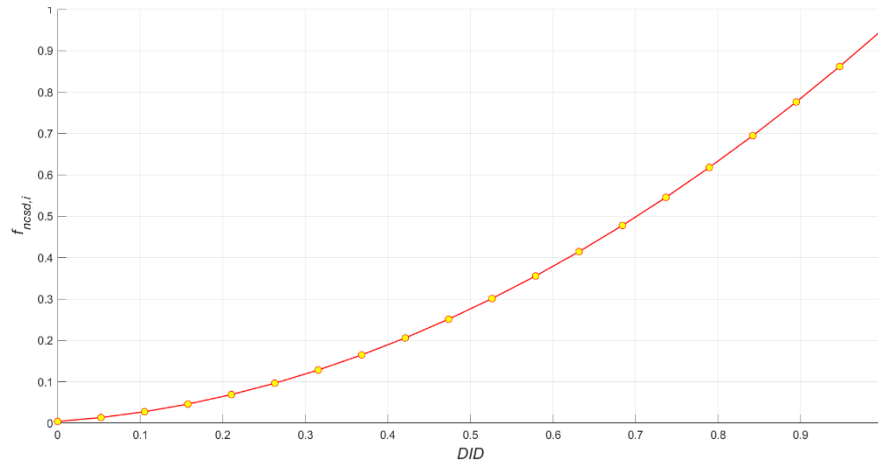


Figura 2-5: Andamento di $f_{ncsd,i}$ in funzione del DID

La Figura (2-5) mostra l'andamento qualitativo del fattore correttivo per giornate a cielo non sereno in funzione del coefficiente di Daily Irradiation Deviation, entrambi sono coefficienti adimensionali, secondo l'espressione polinomiale esplicitata dall'Equazione (2-20).

2.5 Definizione delle metriche d'errore

Per valutare l'affidabilità e l'accuratezza di un modello di previsione applicato a un impianto fotovoltaico, è necessario confrontare i risultati del modello con i dati acquisiti dai sensori in tempo reale. Questo tipo di analisi comparativa consente di quantificare lo scostamento tra la potenza effettivamente prodotta e quella calcolata. Inoltre, evidenzia eventuali limiti del modello e le condizioni operative in cui è più accurato. A questo scopo vengono introdotte specifiche metriche d'errore, che verranno definite in questa sezione. L'applicazione di tali metriche è un passaggio cruciale per garantire una valutazione approfondita delle prestazioni del modello e per rendere possibile l'interpretazione dei risultati.

In questa sezione vengono descritte alcune metriche di errore rilevanti. In particolare, vengono definiti lo scarto energetico e tre metriche di errore: Normalized Root Mean Squared Error (NRMSE), Normalized Mean Bias Error (NMBE) e Normalized Mean Absolute Error (NMAE). Come si vede di seguito, sono state preferite metriche che esprimono l'errore in forma normalizzata rispetto a metriche assolute.

Scarto energetico ($\Delta E_{\%,i}$)

Lo scarto energetico rappresenta la differenza tra l'energia prodotta effettivamente dall'impianto fotovoltaico e quella stimata dal modello in un determinato intervallo temporale. Questo indicatore consente di evidenziare eventuali sovrastime o sottostime sistematiche nella produzione energetica. Lo scarto energetico è definito come:

$$\Delta E_{\%,i} = \frac{E_{mod,i} - E_{mis,i}}{E_{mis,i}} \cdot 100 \quad (2-22)$$

Dove:

- $E_{mod,i}$ è l'energia prodotta nell'i-esimo mese, simulata tramite il modello considerato

Capitolo 2

- $E_{mis,i}$ è l'energia prodotta nell' i -esimo mese, misurata tramite sensori

Normalized Mean Bias Error (NMBE)

Il Normalized Mean Bias Error (MBE) misura lo scostamento medio tra i valori stimati dal modello e quelli realmente misurati, normalizzato rispetto a quelli misurati. Questo fornisce un'indicazione della tendenza del modello a sovrastimare o sottostimare la grandezza analizzata.

Un NMBE prossimo a zero è indice di un buon allineamento tra i dati simulati e quelli reali. Tuttavia, poiché le deviazioni positive e negative possono compensarsi, il NMBE non fornisce informazioni sull'accuratezza assoluta, ma piuttosto sulla presenza di bias sistematici.

L'espressione che descrive questa metrica è:

$$NMBE = 100 \cdot \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{mod,i} - P_{meas,i})}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{meas,i}} \quad (2-23)$$

Normalized Root Mean Squared Error (NRMSE)

Il Normalized Root Mean Square Error (NRMSE) è una metrica che quantifica la discrepanza media tra i valori stimati dal modello e quelli effettivamente misurati, normalizzando l'errore rispetto al valore medio delle misure. Si tratta di un indicatore molto utilizzato nell'ambito del monitoraggio degli impianti fotovoltaici, poiché permette di valutare la precisione del modello in termini relativi. Sarà una metrica molto rilevante per questa analisi.

L'espressione adoperata per la stima di questa metrica è:

$$NRMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{mod,i} - P_{meas,i})^2}}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{meas,i}} \cdot 100 \quad (2-24)$$

Normalized Mean Absolute Error (NMAE)

Il Normalized Mean Absolute Error (NMAE) misura l'errore assoluto medio normalizzato, restituendo un valore in percentuale facilmente interpretabile. Il NMAE è una metrica robusta ed esprime l'errore in forma normalizzata, risultando utile per confrontare modelli o dataset caratterizzati da diverse scale di grandezza.

Il NMAE è definito come:

$$NMAE = 100 \cdot \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |P_{mod,i} - P_{meas,i}|}{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P_{meas,i}} \quad (2-25)$$

2.6 Indicatori chiave di prestazione di impianti fotovoltaici

Gli indicatori chiave di prestazione, dall'inglese i Key Performance Indicators (KPIs), sono uno strumento essenziale per valutare la performance di un impianto fotovoltaico. Essi svolgono la funzione di descrivere in maniera semplice la performance di un impianto: si basano infatti su semplici parametri caratteristici della produzione.

I due indicatori chiave, oggetto di questa sezione, sono il Performance Ratio (PR) e le ore equivalenti (Heq). Questi KPIs permettono di ottenere una valutazione sintetica delle prestazioni dell'impianto. Per condurre un'analisi indipendente dalla capacità installata dell'impianto considerato, entrambi questi indicatori sono normalizzati sulla potenza nominale caratteristica dell'impianto.

(1) Performance Ratio (PR)

Il Performance Ratio (PR), introdotto dalla norma IEC EN 61724, rappresenta l'efficienza complessiva del sistema fotovoltaico ed è indipendente dalla localizzazione geografica e dall'irraggiamento specifico: Questo consente di confrontare la qualità del sistema tra installazioni situate in localizzazioni e

Capitolo 2

configurazioni diverse. Esprime il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta e l'output teorico atteso in condizioni ottimali. È dunque definito come il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta e l'energia che sarebbe stata prodotta se il sistema operasse alla sua efficienza nominale nelle condizioni STC. Il PR assume un valore compreso tra 0 e 1, in cui l'unità rappresenta il funzionamento ideale, ed è adimensionale.

Il PR è definito come:

$$PR = \frac{E_{AC}}{P_N Y_R} \quad (2-26)$$

Dove:

- E_{AC} è l'energia generata dall'impianto in un dato periodo definito (kWh)
- P_N è la potenza nominale dell'impianto
- Y_R è il Reference Yield

Il Reference Yield (YR) è un indicatore che rappresenta il numero di ore equivalenti di pieno irraggiamento ricevuto dal piano dei moduli fotovoltaici in un dato periodo. Questo parametro quantifica quante ore il generatore avrebbe potuto funzionare alla potenza nominale se avesse convertito tutta l'energia solare incidente senza alcuna perdita. YR è definito come:

$$Y_R = \frac{H}{G_{STC}} \quad (2-27)$$

Dove:

- H è l'irraggiamento globale incidente (kWh/m²)

Capitolo 2

- G_{STC} è l'irradianza di riferimento in condizioni standard (kW/m²), pari a 1000 W/m².

(2) Ore equivalenti (H_{eq})

H_{eq} quantifica la produzione energetica normalizzata sul valore di potenza nominale, in un intervallo di tempo definito, risultando un'indicazione del tempo equivalente di funzionamento alla potenza nominale. È una stima della quantità di ore per cui avrebbe dovuto operare il sistema alla potenza nominale per generare il valore di energia EAC.

La formulazione di H_{eq} è:

$$H_{eq} = \frac{E_{AC}}{P_N} \quad (2-28)$$

Capitolo 3

3 Procedura per il monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici

3.1 Introduzione

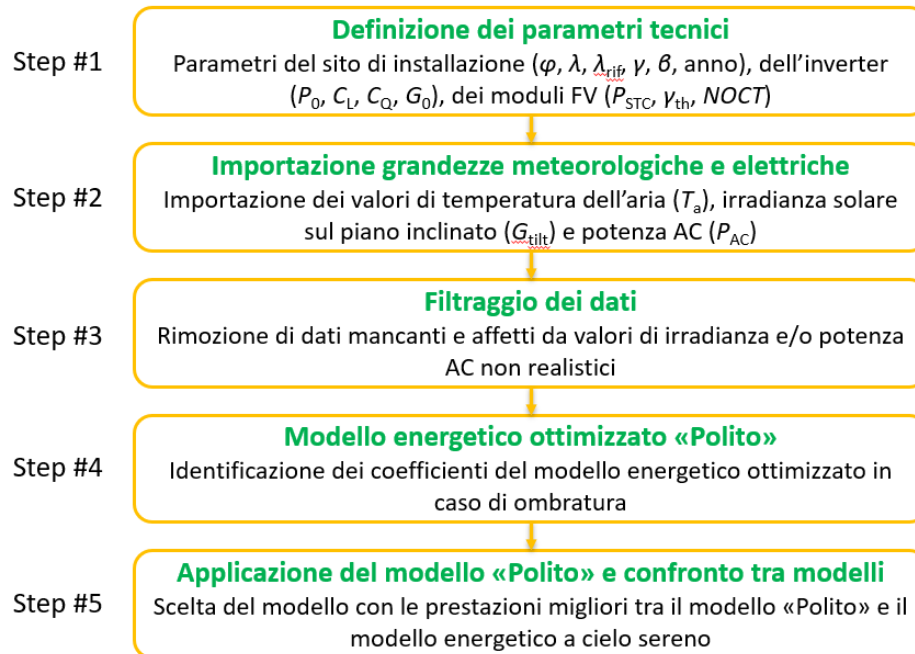
Nel presente capitolo viene presentata una procedura ottimizzata per monitorare le prestazioni di impianti fotovoltaici soggetti alla presenza di ombre. Risulta fondamentale stimare l'impatto delle ombre sulla produzione, variabile durante la giornata e nel corso delle stagioni, poiché anche ostacoli di ridotte dimensioni possono causare perdite significative.

Il punto focale della procedura proposta è il confronto, tramite specifici indicatori, tra i profili di potenza simulati tramite l'ottimizzazione di un modello semi-empirico che ci appresteremo a descrivere, denominato modello PoliTO, e i profili di potenza reali, misurati tramite la catena di dispositivi descritta nella Sezione 4.3.3.

La procedura proposta si sviluppa in cinque fasi principali. La prima fase (Step #1) consiste nella definizione dei parametri tecnici necessari per l'applicazione del procedimento. Successivamente, si segue con l'importazione delle grandezze meteorologiche ed elettriche (Step #2), seguita da una fase di filtraggio dei dati (Step #3), finalizzata a correggere eventuali valori mancanti o irrealistici presenti nel dataset. Questo passaggio è fondamentale per garantire la qualità e la coerenza dei dati utilizzati. La quarta fase (Step #4) riguarda la definizione del modello energetico "PoliTO", definito dalla scelta, su base mensile e per mezzo del NRMSE, tra un modello teorico fornito da letteratura e un modello semi-empirico ottimizzato in due step. Infine, nello Step #5, si applica il modello energetico PoliTO all'intero set di dati dell'impianto preso in analisi, al fine di valutarne la prestazione rispetto

al modello energetico teorico.

Nella Figura 3-1 sottostante vengono illustrati gli step appena descritti.



3.2 Step #1 – Definizione dei parametri tecnici

L'avvio della procedura di monitoraggio richiede la disponibilità dei dati specifici dell'impianto, oggetto di analisi. Questi si articolano in tre categorie: le

Figura 3-1: Flowchart rappresentativo degli step della procedura di monitoraggio proposta

informazioni sul sito di installazione, che includono caratteristiche geografiche e parametri di orientamento dei moduli; i dati tecnici dell'inverter; e le caratteristiche dei moduli, solitamente riportate nel datasheet, come il coefficiente termico γ_{th} e la temperatura NOCT. In Tabella 3-1 sono sintetizzate le principali informazioni richieste.

Caratteristiche sito di installazione	Caratteristiche inverter	Caratteristiche moduli
Latitudine Longitudine Longitudine di riferimento Angolo di azimut Angolo di inclinazione dei pannelli	Perdite di conversione DC/AC Modello di conversione dell'inverter Valore soglia di bassa irradianza G0	Coefficiente termico Temperatura NOCT Potenza nominale dell'impianto

Nelle successive sezioni verranno riportate le informazioni appena citate

Tabella 3-1: Definizione dei parametri tecnici necessari per l'avvio della procedura

specifiche dei due impianti casi studio in questo lavoro di tesi.

3.3 Step #2 - Importazione grandezze meteorologiche ed elettriche

In questa sezione viene fatta una panoramica delle principali grandezze meteorologiche ed elettriche importate per l'avvio della procedura. La panoramica vuole essere appositamente qualitativa, senza entrare nei dettagli tecnici che riguardano i singoli casi studio e che verranno discussi in seguito nei Capitoli 4 e 5. Per il momento dunque, non verranno specificate unità di misura o il procedimento di importazione dei dati.

Le grandezze elettriche importate sono i valori misurati di energia generata in corrente alternata dall'impianto considerato. Le misure sono disponibili grazie ad una catena di sistemi di acquisizione dati installata sugli impianti studiati che verrà discussa nel Capitolo 4. Tali misure hanno una grande rilevanza, in quanto vanno a comporre i profili di potenza misurati che servono da riferimento per tutte le analisi successive all'implementazione e applicazione del modello PoliTO.

Le grandezze meteorologiche importate sono quelle necessarie per

Capitolo 3

l'implementazione dei modelli teorici per il calcolo della temperatura di cella (Sezione 2.2.1) e per il calcolo dell'irradianza globale su piano inclinato del modulo, G_{tilted} , (Sezione 2.2.2), in modo da poter applicare il modello da letteratura del calcolo della potenza AC generata (Sezione 2.3). Per i casi studio oggetto di questo lavoro di tesi, si hanno a disposizione anche i valori di G_{tilted} direttamente misurati tramite una cella solare tarata installata sull'impianto. Questi valori di G_{tilted} sono quelli utilizzati per il calcolo della potenza DC. Dunque l'applicazione del modello teorico da letteratura di Liu e Jordan, per cui sono necessarie le altre componenti dell'irradianza misurate dalla stazione meteorologica, viene effettuato per integrare eventuali dati mancanti di irradianza misurata.

Le grandezze meteorologiche importate sono:

- La temperatura dell'aria
- L'irradianza globale su piano inclinato misurata tramite cella solare
- L'irradianza globale su piano orizzontale GHI
- L'irradianza diretta su piano normale (BNI)

3.4 Step #3 - Filtraggio dati

In questa sezione si procede con la descrizione delle fasi di filtraggio dei dati, al termine delle quali si otterrà un dataset pulito e pronto per essere utilizzato. Le fasi di filtraggio dei dati sono quattro, ognuna delle quali si occupa di correggere eventuali errori o imprecisioni di misura dei dati in ingresso. Per la maggior parte delle volte questi derivano da malfunzionamenti o dalla bassa accuratezza dei dispositivi della catena di acquisizione.

Le problematiche affrontate nei vari step, e descritte in questa sezione, riguardano: la mancanza di dati temporali nel set di dati, la presenza di valori anomali di irradianza, l'erronea registrazione di valori di potenza positiva in corrispondenza di valori nulli di irradianza, e infine, la discrepanza tra i valori misurati dell'energia elettrica generata e quelli teoricamente calcolati.

3.4.1 Step #3A Dati temporali mancanti

La presente tesi utilizza un set di dati acquisito tramite una catena di dispositivi per la misura e l'acquisizione, con registrazioni effettuate a intervalli di 15 minuti. A causa di possibili malfunzionamenti della strumentazione, alcuni timestamp, ovvero data e ora in cui una certa grandezza viene rilevata, possono risultare mancanti, compromettendo la continuità del dataset.

Per risolvere questa problematica, si procede in ambiente Matlab con il confronto tra i timestamp dei dati effettivamente misurati e i timestamp attesi, ovvero quelli del dataset completo. Successivamente, i timestamp mancanti vengono ricostruiti ed inseriti ottenendo un dataset completo e continuo, idoneo alle successive elaborazioni e analisi.

3.4.2 Step #3B Valori anomali di irradianza

In questa fase dell'analisi viene applicato un filtro per l'individuazione e la gestione dei valori anomali di irradianza, che possono derivare da malfunzionamenti dei sensori installati. Con il termine valori anomali si intendono misurazioni irrealistiche, nello specifico sono state risolte tre casistiche: valori superiori a 2000 W/m^2 , valori negativi e registrazioni non numeriche NaN ("Not a Number").

Nel codice Matlab tali valori vengono posti pari a zero, con l'obiettivo di evitare che possano influenzare le fasi di modellazione e analisi che seguono.

3.4.3 Step #3C Valori nulli di irradianza e di potenza

Questa sezione affronta le incoerenze tra i valori di potenza generata e di irradianza registrati. È noto che, affinché un impianto fotovoltaico produca energia, è necessario che l'irradianza solare sia maggiore di zero. Risulta quindi sbagliato registrare potenza prodotta in presenza di irradianza nulla e, al contrario, rilevare

un valore di irradianza positivo senza alcuna generazione di potenza. Il filtro implementato risolve questa problematica imponendo che i valori di potenza siano posti pari a zero in corrispondenza di irradianza nulla e, viceversa, che i valori di irradianza siano posti pari a zero quando non si registra potenza generata. In questo modo viene garantita la coerenza e la corrispondenza fisica tra le due dimensioni.

3.4.4 Step #3D Valori anomali di potenza

Il processo di preparazione di un dataset pulito, corretto e coerente è stato possibile grazie alle procedure descritte fino a questo punto. Questo dataset è idoneo per iniziare il processo di ottimizzazione oggetto di questo lavoro di tesi. L'ultima fase di preparazione confronta i profili di potenza teorici, calcolati in condizioni di cielo sereno, con i corrispondenti profili misurati, così da individuare e risolvere eventuali incoerenze tra le due serie. È noto infatti che la potenza teorica, derivante da un modello che non prende in considerazione fenomeni atmosferici o ombre, debba risultare sempre maggiore o uguale alla potenza reale derivante dai dati misurati, la quale può invece essere ridotta da condizioni di cielo variabile o da ostacoli.

Nei dati a disposizione e utilizzati in questa analisi, può capitare che questo limite non venga rispettato. La causa di tale problema può essere una non corretta taratura della cella solare utilizzata per misurare l'irradianza globale incidente sui moduli. Questa misura è il valore di irradianza in input al modello base per il calcolo della potenza AC generata, dunque questa problematica porta ad una generale sottostima della produzione fotovoltaica dell'impianto in situazioni di bassa irradianza.

Per garantire la qualità del dataset, è stato quindi applicato un filtro per escludere le mezze giornate (mattina e pomeriggio) in cui questa condizione non viene rispettata. A tal fine, per ogni giorno presente nel dataset, sono state considerate separatamente le ore comprese tra le 00:00 e le 12:00 e quelle tra le 13:00 e le 23:00, verificando in ciascuna fascia oraria che almeno l'80% dei punti presentasse una potenza teorica superiore, entro una tolleranza pari al 2% della potenza nominale dell'impianto, rispetto alla potenza misurata. Il limite di punti per considerare una mezza giornata valida, imposto a 80%, e la tolleranza del 2% sono state scelte basate su un criterio empirico. Si è visto infatti, dopo varie prove, che

applicando questi valori si vedevano raggiunti gli obiettivi desiderati. Le mezze giornate che non soddisfacevano questo requisito sono state eliminate dal processo di ottimizzazione. In questo modo è stato possibile procedere con la determinazione dei parametri ottimali, senza che questi venissero compromessi da dati anomali.

3.5 Step #4 Modello energetico ottimizzato PoliTO

La presente sezione del capitolo descrive il procedimento adottato per la definizione del modello PoliTO, utilizzato per simulare i profili di potenza generata dall'impianto fotovoltaico. In particolare, il modello è frutto della selezione mensile tra altri due modelli: quello teorico fornito da letteratura e descritto nella Sezione 2.3 e un modello semi-empirico ottimizzato in due step che verrà descritto in questa sezione.

Per l'implementazione del secondo modello, il processo di ottimizzazione si articola in due sottofasi per identificare i valori ottimizzati che lo descrivono. Queste due ottimizzazioni partono dall'idea di base di miglioramento del modello teorico proposta nella Sezione 2.4.

La prima ottimizzazione è volta ad individuare la versione ottimizzata di un set di coefficienti caratteristici del modello teorico. In questa fase viene considerato solamente il dataset corrispondente ai mesi estivi. La seconda ottimizzazione invece, ha lo scopo di determinare i coefficienti per modellare la prestazione dell'impianto in caso di ombra. A tale scopo, l'ottimizzazione viene svolta considerando il dataset corrispondente ai mesi invernali, ossia contenente i dati di produzione maggiormente affetti da fenomeni d'ombra. Diversamente dalla prima, la seconda ottimizzazione viene svolta in maniera indipendente su due dataset differenti: uno contenente i dati misurati fino al mezzogiorno e uno contenente i dati da mezzogiorno alla mezzanotte. La natura variabile dei fenomeni di ombra, che possono manifestarsi in modo significativamente diverso in diversi momenti della giornata, ha portato alla scelta di identificare due set di coefficienti distinti in caso di ombra.

Successivamente, viene definito il modello PoliTO come l'unione del modello base e del modello ottimizzato in due step. Questo avviene tramite una valutazione mensile dei risultati ottenuti dai due modelli e una conseguente selezione del

modello che approssima meglio la potenza prodotta dall'impianto nel mese considerato.

Infine, attraverso il calcolo delle metriche di errore, si svolge un'analisi comparativa tra il modello PoliTO e il modello teorico proposto in letteratura rispetto alle misure sperimentali.

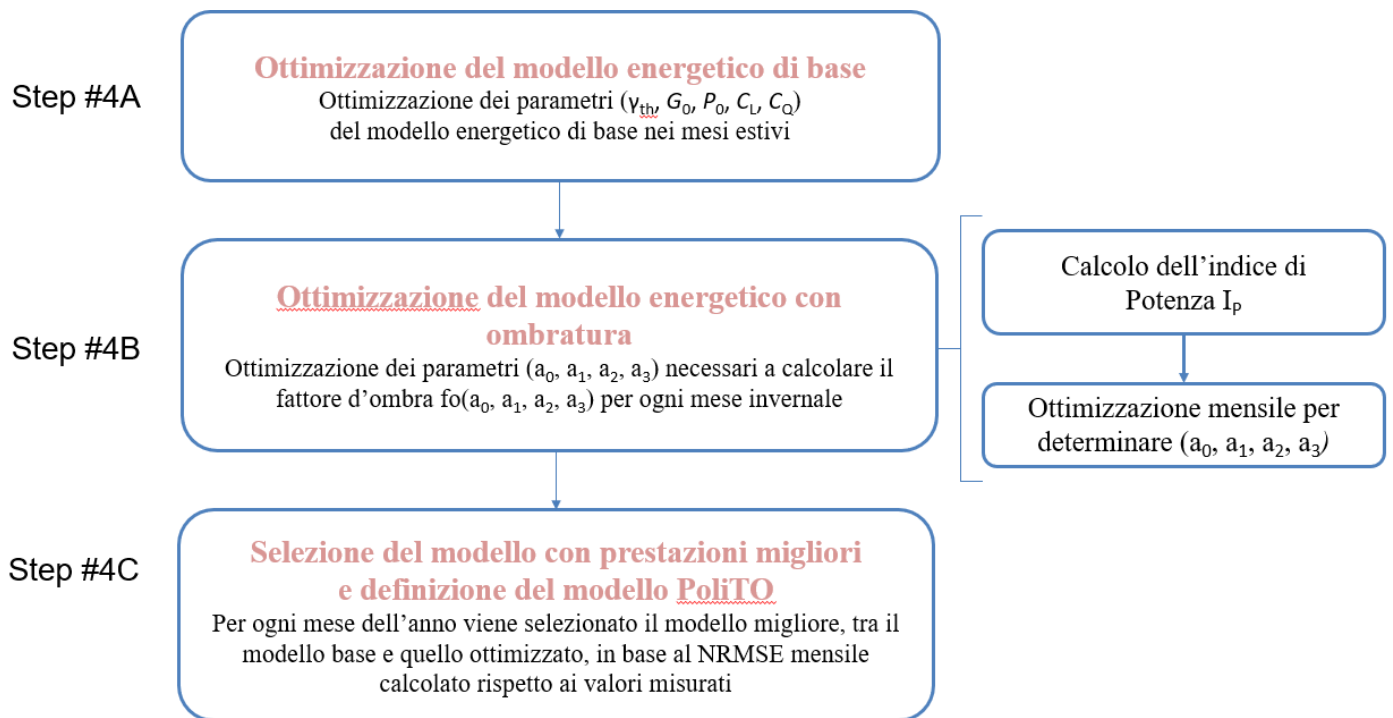


Figura 3-2: Flowchart rappresentativo degli step per la determinazione del modello energetico ottimizzato PoliTO

3.5.1 Principio di funzionamento del Particle Swarm Optimization

Per l'ottimizzazione del modello è stato utilizzato l'algoritmo Particle Swarm Optimization attraverso l'apposita funzione in ambiente Matlab. Ogni possibile soluzione del problema in questa tecnica di ottimizzazione evolutiva è rappresentata da una particella che si muove nello spazio delle soluzioni. Nella presente analisi, le soluzioni del problema sono i set di coefficienti del modello. Il termine "evolutivo" si riferisce a un metodo di ottimizzazione che si basa su meccanismi di adattamento collettivo e evoluzione naturale piuttosto che su un approccio

Capitolo 3

deterministico.

Infatti, l'algoritmo si basa su meccanismi stocastici e può essere utilizzato per risolvere problemi non lineari, non derivabili o con molti minimi locali, dove i metodi deterministici non sarebbero in grado di funzionare.

Inizialmente, per ciascun parametro, i coefficienti sono inizializzati con una distribuzione casuale all'interno di un intervallo specificato. Questi intervalli, che verranno definiti nelle sezioni seguenti, sono composti da limiti inferiori e superiori e limitano la ricerca a valori fisicamente accettabili, escludendo configurazioni non ammissibili e non realistiche. Al fine di individuare il set ottimale di coefficienti ad ogni iterazione, è necessario definire una funzione obiettivo. Nell'ambito di questa analisi, la funzione obiettivo viene implementata tramite l'errore quadratico normalizzato (NRMSE) che si trova tra la potenza AC stimata dal modello e la potenza misurata.

Inoltre, è necessario specificare un insieme di opzioni per definire il comportamento desiderato dell'algoritmo e le modalità di esplorazione dello spazio delle soluzioni. Tali opzioni sono indicate nella Tabella 3-2, riportata nella pagina seguente, insieme ad una loro breve descrizione.

Seguendo questa logica, durante ogni iterazione, le particelle aggiornano la propria posizione in funzione sia della propria miglior soluzione trovata fino a quel momento, sia della miglior soluzione globale individuata dallo sciame. Ad ogni passo, il modello viene valutato utilizzando i parametri correnti, e viene calcolato il valore dell'indice di errore (NRMSE) tra i risultati modellati e i valori sperimentali.

Facendo riferimento alla formulazione del NRMSE dell'Equazione 2-24, l'obiettivo di ciascuna ottimizzazione è determinare la combinazione ottimale dei parametri, al fine di ridurre al minimo le deviazioni tra la potenza AC simulata dal modello ($P_{AC,mod,i}$) e la potenza AC misurata ($P_{AC,meas,i}$). In questa notazione, l'indice i indica il numero di misure, che varia da 0 al numero totale delle misure, che viene indicato con N , e su cui viene applicato il processo di ottimizzazione.

L'algoritmo continua a iterare fino a quando il valore dell'errore non scende al di sotto di una soglia prestabilita, indicando che il modello ha raggiunto un livello di accuratezza soddisfacente nella stima della grandezza considerata.

Nome impostazione	Descrizione	Valore assegnato
SwarmSize	Numero di soluzioni (set di coefficienti) investigate ad ogni iterazione	50 o 80
MaxIterations	Numero massimo di iterazioni	10'000 o 16'000
FunctionTolerance	Deviazione relativa tra due iterazioni per l'arresto dell'algoritmo	10^{-6}
MaxStallIterations	Numero di iterazioni considerate nella valutazione della deviazione rispetto alla soluzione migliore	20
SelfAdjustmentWeight (c1)	Fattore che indica l'influenza del miglior valore di un coefficiente sull'aggiornamento ad ogni iterazione del coefficiente stesso	1,49
SocialAdjustmentWeight (c2)	Peso che controlla quanto le particelle seguono la miglior soluzione globale	1,49
InertiaRange	Range entro il quale viene scelto il fattore d'inerzia w ad ogni iterazione	[0,1 – 1,1]

Tabella 3-2: Opzioni impostate per il Particle Swarm Optimization

3.5.2 Step #4A – Ottimizzazione del modello energetico di base

La prima fase del processo di ottimizzazione riguarda l'identificazione dei valori ottimali di cinque parametri relativi al modello di stima teorico della potenza AC, indicati con il vettore x_1 :

$$x_1 = [\gamma_{th}, G_0, P_0, C_L, C_Q]$$

In particolare:

- γ_{th} = coefficiente termico della potenza massima
- G_0 = soglia di irradianza al di sotto della quale la produzione viene considerata trascurabile
- P_0 = termine costante associato alle perdite a vuoto dell'inverter
- C_L = coefficiente di perdita lineare dell'inverter
- C_Q = coefficiente di perdita quadratica dell'inverter

Per questi parametri da ottimizzare sono stati preliminarmente impostati dei limiti inferiori e superiori, riassunti nella seguente tabella:

Parametro	Limite inferiore	Limite superiore
γ_{th}	-0,50 (%/°C)	-0,25 (%/°C)
G_0	10 (W/m ²)	200 (W/m ²)
P_0	$P_0 * 0,8$ (kW)	$P_0 * 1,2$ (kW)
C_L	$C_L * 0,8$ (-)	$C_L * 1,2$ (-)
C_Q	$C_Q * 0,8$ (1/kW)	$C_Q * 1,2$ (1/kW)

Tabella 3-3: Limiti impostati per il set di coefficienti della prima ottimizzazione

L'ottimizzazione dei parametri è stata effettuata utilizzando un dataset corrispondente ai mesi primaverili ed estivi, da aprile a settembre. Questo intervallo temporale è stato scelto poiché rappresenta il periodo dell'anno con la maggiore incidenza di giornate soleggiate e, quindi, non affette da fenomeni di ombratura particolarmente variabile.

I parametri appena descritti si inseriscono nel calcolo della potenza AC stimata dal modello, $P_{AC,mod,i}$ in ciascun istante i , secondo la seguente espressione:

$$P_{AC,mod,i} = \frac{-(1+C_L) + \sqrt{(1+C_L)^2 + 4 \cdot C_Q \cdot (P_{DC,i} - P_0)}}{2 \cdot C_Q} \quad (3-3)$$

La potenza DC viene stimata come:

$$P_{DC,i} = P_{STC} \cdot \frac{G_i - G_0}{G_{STC}} \cdot \left(1 + \gamma_{th} \cdot (T_{c,i} - T_{STC})\right) \cdot \eta_{mix} \cdot \eta_{life} \quad (3-4)$$

In questa formulazione, G_i indica l'irradianza globale incidente sul piano del modulo, $T_{c,i}$ la temperatura della cella, mentre η_{mix} e η_{life} sono coefficienti di perdite legate, rispettivamente, all'efficienza complessiva del sistema e al degrado nel tempo. Queste due espressioni racchiudono i cinque parametri da ottimizzare nella prima fase del processo.

3.5.3 Step #4B – Ottimizzazione del modello energetico con ombratura

Al fine di rappresentare adeguatamente la stagionalità cui è soggetto un impianto fotovoltaico, il secondo step dell'ottimizzazione consiste nel calcolare la potenza AC prodotta dal generatore fotovoltaico in condizioni differenti da quelle appena descritte, ovvero con una presenza variabile di ombre. Tali condizioni

Capitolo 3

includono scenari operativi caratterizzati da cielo coperto variabile, nonché la presenza di ombre parziali e non uniformi sull'impianto. A tal fine, viene introdotto nel modello di potenza un fattore correttivo, denominato fattore d'ombra (f_o), che rappresenta la perdita di produzione dovuta alla presenza di ombre. Questo parametro è modellato mediante un polinomio del terzo ordine in funzione di un parametro denominato Indice di Potenza (I_P). Questo indice rappresenta la deviazione tra la potenza misurata all'istante i -esimo $P_{AC,meas,i}$ e la corrispondente potenza calcolata dal modello teorico $P_{AC,mod,i}$ descritto nella Sezione 2.3. In particolare, l'Indice di Potenza è definito come segue:

$$I_P = \frac{P_{AC,meas,i} - P_{AC,mod,i}}{P_{AC,meas,i}} \quad (3-5)$$

I coefficienti del polinomio del terzo ordine vengono identificati in due configurazioni distinte. Infatti, il secondo step dell'ottimizzazione ha lo scopo di identificare un set di coefficienti ($a_{3,AM}$, $a_{2,AM}$, $a_{1,AM}$, $a_{0,AM}$) per i dati compresi nella fascia oraria mattutina (tra mezzanotte e mezzogiorno) e un set ($a_{3,PM}$, $a_{2,PM}$, $a_{1,PM}$, $a_{0,PM}$) per i dati compresi nella fascia oraria pomeridiana (tra mezzogiorno e mezzanotte). Il fattore d'ombra è definito come segue:

$$f_o = \begin{cases} a_{3,AM} \cdot I_P^3 + a_{2,AM} \cdot I_P^2 + a_{1,AM} \cdot I_P + a_{0,AM} & \text{per } 0 \leq h \leq 12 \\ a_{3,PM} \cdot I_P^3 + a_{2,PM} \cdot I_P^2 + a_{1,PM} \cdot I_P + a_{0,PM} & \text{per } 13 \leq h \leq 24 \end{cases} \quad (3-6)$$

I coefficienti ottimizzati sono riassunti nel vettore x_2 come segue:

$$x_2 = [a_{3,AM}, a_{2,AM}, a_{1,AM}, a_{0,AM}, a_{3,PM}, a_{2,PM}, a_{1,PM}, a_{0,PM}]$$

Capitolo 3

Analogamente alla prima fase dell'ottimizzazione, sono stati definiti dei limiti inferiori e superiori per ognuno dei due set di coefficienti. Questi limiti sono riassunti nella Tabella 3-4 riportata nella pagina seguente.

Il processo di ottimizzazione dei coefficienti del vettore $\mathbf{x}_2$ segue lo stesso approccio adottato nello Step #4A. Anche in questo caso, viene impiegato l'algoritmo particleswarm e la funzione obiettivo è rappresentata dallo scarto quadratico NRMSE tra la potenza sperimentale e quella calcolata tramite il modello ottimizzato.

Lo svolgimento dell'ottimizzazione procede verso cambiamenti dei coefficienti tali da ridurre la funzione obiettivo.

I coefficienti del vettore $\mathbf{x}_1$, precedentemente ottimizzati nello Step #4A, vengono mantenuti costanti in questa fase e il modello di potenza da ottimizzare è il seguente:

$$P_{DC,i} = P_{STC} \cdot \frac{G_i - G_0}{G_{STC}} \cdot \left(1 + \gamma_{th} \cdot (T_{c,i} - T_{STC})\right) \cdot \eta_{mix} \cdot \eta_{life} \cdot (1 - f_o) \quad (3-7)$$

Ricordando che il fattore d'ombra modella un fenomeno, ovvero la presenza di ombra parziale, tipicamente associato ai mesi invernali, esso è nullo nel semestre estivo. Questa scelta si fonda sull'osservazione sperimentale secondo la quale, durante i mesi estivi, l'impianto fotovoltaico opera in condizioni libere da fenomeni d'ombra variabile.

Coefficiente	Limite inferiore	Limite superiore
$a_{3,AM}$	-0,9	0,9
$a_{2,AM}$	-0,9	0,9
$a_{1,AM}$	-0,9	0,9
$a_{0,AM}$	-0,8	0,8
$a_{3,PM}$	-0,9	0,9
$a_{2,PM}$	-0,9	0,9
$a_{1,PM}$	-0,9	0,9
$a_{0,PM}$	-0,8	0,8

Tabella 3-4: Limiti impostati per il set di coefficienti della seconda ottimizzazione

3.5.4 Step #4C – Selezione del modello energetico con prestazioni migliori e definizione del modello PoliTO

In seguito alla conclusione della seconda fase dell'ottimizzazione, si hanno a disposizione due modelli di stima della produzione della potenza AC generata dall'impianto considerato:

1. Il modello teorico da letteratura descritto nella Sezione 2.3
2. Il modello ottimizzato in due step appena descritto

È necessario stabilire quale dei due è in grado di approssimare meglio la potenza AC generata. Per fare ciò, è stata condotta un'analisi comparativa tra i due

modelli su base mensile, scegliendo come metrica d'errore il NRMSE. Per ogni mese dunque, è stato calcolato il NRMSE dei due modelli rispetto ai valori di potenza misurati e, mese per mese, è stato selezionato il modello migliore, andando a delineare il modello finale PoliTO, definito come la composizione dei due.

3.6 Step #5 – Applicazione del modello PoliTO e confronto tra modelli

Questa sezione è dedicata alla descrizione della fase finale della procedura di monitoraggio di impianti fotovoltaici proposta in questo lavoro, ovvero l'applicazione del modello PoliTO e la valutazione delle metriche d'errore e delle prestazioni dell'impianto facendo riferimento ai valori di potenza stimata tramite il modello finale.

Una volta definito il modello finale, si è proceduto con l'applicazione dello stesso a tutto il dataset riferito all'impianto caso studio. Successivamente, è stato possibile procedere con la valutazione delle prestazioni del modello.

In riferimento alle Sezioni 2.5 e 2.6, dedicate rispettivamente alla definizione delle metriche d'errore e degli indicatori chiave di prestazione per impianti fotovoltaici, in questo lavoro di tesi sono state adottate le seguenti scelte:

- Come metriche d'errore: NMBE, NRMSE e NMAE;
- Come indicatori di prestazione: PR e H_{eq}

La valutazione degli indicatori di prestazione ha un duplice obiettivo: valutare le prestazioni effettive dell'impianto e confrontare gli indicatori calcolati tramite modello con quelli empirici.

Capitolo 4

4 Impianti analizzati nel caso studio

In questo Capitolo 4 vengono presentati gli impianti oggetto dell'applicazione della procedura di monitoraggio sviluppata nell'ambito della presente tesi. Entrambi gli impianti appartengono al Politecnico di Torino.

Il capitolo è organizzato come segue: nella prima parte viene fornita una panoramica generale dei due impianti, comprendente la descrizione, le caratteristiche del sito di installazione e i principali dati tecnici. Successivamente, viene illustrato il sistema di acquisizione dei dati, comune ad entrambi gli impianti, attraverso il quale sono stati raccolti i dati reali necessari per l'applicazione della procedura proposta.

4.1 Panoramica dell'impianto Cittadella del Politecnico di Torino

L'impianto "Cittadella" è il sistema fotovoltaico del Politecnico di Torino che contribuisce maggiormente alla soddisfazione del fabbisogno energetico del polo universitario, essendo quello con la maggiore capacità installata. L'impianto è stato realizzato in due fasi distinte: la prima nel 2015 e la seconda nel 2016.

Le caratteristiche dell'installazione comprendono i dati del sito geografico in cui è localizzato e le caratteristiche della posa dei moduli. Esse sono riassunte come segue:

- Latitudine λ : 45,06°

Capitolo 4

- Longitudine φ : $7,66^\circ$
- Angolo di inclinazione dei moduli β : 26°
- Azimut γ : 28°

I moduli presentano tutti lo stesso angolo di inclinazione e lo stesso azimut. Essendo il tetto dell'edificio su cui è installato, già inclinato dell'angolazione necessaria, i moduli del suddetto impianto sono installati direttamente su di esso, senza ulteriori sistemi di inclinazione



Figura 4-1: Impianto Cittadella del Politecnico di Torino

Modulo fotovoltaico

La tipologia di modulo fotovoltaico utilizzata per l'impianto Cittadella è il BenQ Solar SunForte PM096B00. La scheda tecnica di questo modulo è riportata in appendice.

Questo modulo è di tipo monocristallino ed è composto da 96 celle back-contact, ovvero non presentano busbar frontali.

Le caratteristiche tecniche del modulo sono le seguenti:

- Rendimento: 20,1%

Capitolo 4

- Potenza nominale: 327 Wp
- Coefficiente di perdita ad alta temperatura γ_{th} : 0,38 %/K
- NOCT: 45 °C



Figura 4-2: Modulo fotovoltaico monocristallino BenQ Solar SunForte PM096B00

L'impianto è costituito da un totale di 1849 moduli fotovoltaici, per una potenza nominale installata di:

$$(0,327) \text{ kWp} \times (1849) \text{ moduli} = 604,62 \text{ kWp}$$

Il numero di inverter di questo impianto ammonta a 27. Nel complesso, questo impianto può essere categorizzato come impianto di media taglia.

4.2 Panoramica dell'impianto Aule P del Politecnico di Torino

Il secondo impianto, oggetto di questo lavoro di tesi, è quello delle Aule P. Anch'esso fa parte del polo universitario del Politecnico di Torino e contribuisce a soddisfare il fabbisogno energetico degli edifici che lo compongono, anche se in misura minore rispetto a quello in Cittadella, vista la ridotta potenza installata. L'impianto è stato realizzato nel 2018.

Capitolo 4

Le caratteristiche geografiche del sito di installazione in fatto di latitudine e longitudine sono le stesse dell'impianto precedente. Le caratteristiche della posa dei moduli sono:

- Angolo di inclinazione dei moduli β : 10°
- Azimut γ : 28°

Il tetto delle Aule P su cui è installato questo impianto è piatto. Dunque per raggiungere l'inclinazione dei moduli di 10° sopra riportata, sono state create delle strutture apposite in cemento su cui installare i moduli.



Figura 4-3: Impianto Aule P del Politecnico di Torino

Modulo fotovoltaico

Il modello del modulo fotovoltaico dell'impianto Aule P è il SunPower SPR-X21-345-COM. La scheda tecnica di questo modulo è riportata in appendice

Anche questo modulo è di tipo monocristallino ed è composto da 96 celle Maxisun Gen III back-contact. Presenta le seguenti caratteristiche:

- Rendimento: 21,5%

Capitolo 4

- Potenza nominale: 345 Wp
- Coefficiente di perdita ad alta temperatura γ_{th} : 0,29 %/K
- NOCT: 45 °C

I moduli installati sono 144, dunque la potenza nominale complessiva che caratterizza l'impianto è:

$$(0,345) \text{ kWp} \times (144) \text{ moduli} = 49,68 \text{ kWp}$$

Vista la potenza installata, l'impianto è categorizzato come di piccola taglia. Gli inverter installati sono due.

4.3 Sistema di acquisizione dati

I dati acquisiti al Politecnico di Torino, utili ai fini di questo lavoro di tesi, possono essere suddivisi in tre categorie: i dati di irradianza globale su piano inclinato acquisiti nei pressi degli impianti fotovoltaici tramite cella solare tarata, i dati acquisiti tramite stazione meteorologica del Politecnico di Torino e i dati di energia elettrica generata dagli impianti.

4.3.1 Acquisizione dati di irradianza globale su piano inclinato

I dati di irradianza globale su piano inclinato in input per il calcolo della potenza DC generata dagli impianti, secondo la procedura descritta nel Capitolo 3, sono direttamente rilevati tramite un dispositivo apposito, ovvero una cella solare tarata. Vengono poi registrati in un database MySQL come valori medi per ogni quarto d'ora ed utilizzati ai fini della stima della produzione fotovoltaica per il modello di base e per il modello PoliTO.

Una cella solare tarata è un piccolo dispositivo calibrato e montato complanare ai moduli dell'impianto, con lo stesso orientamento ed inclinazione. Per garantire che il risultato sia rappresentativo di ciò che "vede" l'array reale, la cella deve essere

installata vicino all'impianto. I due impianti analizzati, ai quali è stata applicata la procedura proposta, sono entrambi dotati di questo dispositivo, utile in quanto non vede necessaria l'applicazione di un modello di riporto dell'irradianza sul piano del modulo. Occorre precisare che l'accuratezza delle celle solari è minore rispetto a quella del piranometro, dispositivo volto a misurare i dati di irradianza globale sul piano orizzontale che verrà descritto nella prossima sezione.

4.3.2 Acquisizione dati tramite stazione meteorologica

Il Politecnico di Torino è dotato di una stazione meteo che registra i principali dati meteorologici, tra cui l'irradianza solare, la temperatura, l'umidità relativa dell'aria e la velocità e direzione del vento. I dati che è necessario acquisire per la stima della produzione fotovoltaica dei due impianti sono la temperatura dell'aria, necessaria per l'applicazione del modello NOCT per il calcolo della temperatura di cella (Sezione 2.2.1), l'irradianza diretta sul piano normale e quella globale su piano orizzontale per l'applicazione del modello di Liu e Jordan per il riporto dell'irradianza sul piano inclinato dei moduli. Questi valori di irradianza calcolati tramite modello teorico servono per integrare il set di dati di irradianza acquisito tramite cella solare.

La temperatura dell'aria viene misurata per mezzo di un termoigrometro. I dati di irradianza appena citati invece, vengono acquisiti tramite due strumenti differenti chiamati, rispettivamente, pireliometro e piranometro.

Questi due dispositivi sono montati su un inseguitore solare della stazione meteorologica del Politecnico. Il piranometro, rappresentato in Figura 4.2, è un dispositivo per la rilevazione dell'irradianza globale sul piano orizzontale che basa il suo principio di funzionamento sulla misurazione della differenza di temperatura in due punti diversi dello strumento.



Figura 4-4: Piranometro per la misurazione dell'irradianza globale sul piano orizzontale

Il pireliometro, di cui un esempio è raffigurato in Figura 4.3, è uno strumento ad alta precisione per la misura dell'irradianza diretta sul piano normale. Presenta lo stesso principio di funzionamento del piranometro ma è essenziale che lo strumento sia sempre orientato nella direzione del Sole.



Figura 4-5: Pireliometro per la misurazione dell'irradianza diretta sul piano normale

4.3.3 Acquisizione dati di energia elettrica generata

Ciascun impianto fotovoltaico del Politecnico di Torino ha un contatore fiscale di energia trifase che misura l'energia elettrica in corrente alternata prodotta dall'impianto. Con un passo di 15 minuti, i dati vengono acquisiti e inviati a una

Capitolo 4

catena di registrazione composta da un'unità di controllo e da una periferica SLAVE, dove l'unità centrale gestisce la SLAVE. Si stima la potenza media AC sullo stesso intervallo assumendo che sia costante a partire dall'energia misurata ogni quarto d'ora. Per ottenere il profilo di potenza, il valore di energia del quarto d'ora deve essere moltiplicato per quattro. Poi, i dati vengono elaborati e archiviati nel database MySQL per l'importazione nel codice Matlab tramite cui viene implementata la procedura di monitoraggio.

Capitolo 5

5 Applicazione della procedura di monitoraggio

Nel presente capitolo viene descritta l'applicazione della procedura di monitoraggio di impianti fotovoltaici proposta in questo lavoro di tesi. Vengono poi mostrati e discussi i principali risultati delle applicazioni, tramite i quali si intende dimostrare come il miglioramento delle tecniche di monitoraggio e la modellazione accurata della produzione siano componenti fondamentali per sostenere lo sviluppo di sistemi fotovoltaici. La procedura è stata applicata ai due casi studio descritti nel Capitolo 4: l'impianto Cittadella e l'impianto Aule P. Per Cittadella l'ottimizzazione è stata eseguita sui dati raccolti nel periodo 2020–2023; per Aule P sui dati del solo 2023. Oltre alla dimensione del dataset per l'ottimizzazione, l'altra grande differenza tra le due applicazioni è la potenza installata dei due impianti, corrispondente a circa 600 kW per l'impianto Cittadella e 50 kW per l'impianto Aule P.

La struttura di questo quinto capitolo riprende quella del Capitolo 3, ripercorrendo in modo sistematico le fasi operative che compongono la procedura di monitoraggio. In chiusura, si presentano e discutono i principali risultati ottenuti dalle due applicazioni.

5.1 Impianto Cittadella

Questa sezione presenta una panoramica preliminare dei dati di input, comprendenti sia quelli definiti nel codice sia quelli importati dal database MySQL. Successivamente, viene descritto il modello energetico PoliTO e, in chiusura, viene

proposta una discussione dei principali risultati ottenuti per l'impianto Cittadella.

Come riportato nella Sezione 4.1, l'installazione dell'impianto Cittadella è avvenuta in due fasi, che risalgono agli anni 2015 e 2016.

5.1.1 Definizione dei parametri caratteristici

Caratteristiche del sito di installazione	Latitudine φ (°)	45,06
	Longitudine λ (°)	7,66
	Longitudine di riferimento λ_{rif} (°)	-15
	Azimut γ (°)	28
	Angolo di tilt β (°)	26
	Anno di installazione	2018
Caratteristiche dell'inverter	P_0 (kW)	1,209
	C_L (-)	0,005
	C_Q (1/kW)	$3,31 \cdot 10^5$
	G_0 (W/m ²)	30
Caratteristiche dei moduli	P_{STC} (kW)	604,62
	NOCT (°C)	45
	γ_{th} (%/°C)	-0,38

Tabella 5-1: Elenco dei parametri caratteristici per l'impianto Cittadella

I parametri caratteristici elencati nella Tabella 5-1 includono i dati di input costanti della procedura applicata. Vengono dunque definiti all'inizio del codice implementato in Matlab e sono suddivisi in tre sottocategorie:

- caratteristiche del sito di installazione
- caratteristiche dell'inverter
- caratteristiche dei moduli fotovoltaici

Questi dati sono stati ottenuti facendo riferimento alle Sezioni 4.1, per i dati relativi al sito di installazione dell'impianto Cittadella, e 1.2.2 per le informazioni relative al contenuto del datasheet di un modulo fotovoltaico per le caratteristiche legate ai moduli.

In riferimento alla Sezione 2.3, il modello dell'inverter viene definito seguendo queste relazioni:

- $P_0 = 0,0002 * \text{potenza installata (kW)}$
- $C_Q = 0,02 / \text{potenza installata (1/kW)}$

C_L è invece un coefficiente fisso, dal valore definito nell'articolo [24]. Sempre in riferimento al medesimo articolo, per la soglia di bassa irradianza G_0 viene adottato un valore medio del range riportato nel documento.

5.1.2 Importazione delle grandezze meteorologiche ed elettriche e filtraggio dei dati

Le grandezze necessarie per l'applicazione della procedura sono suddivise in due categorie: le grandezze meteorologiche ed elettriche. Nello specifico, le grandezze elettriche richieste sono le misure di potenza AC generata dall'impianto. Per l'impianto Cittadella, le grandezze meteorologiche importate sono riassumibili come segue:

- Valori di temperatura dell'aria per stimare la temperatura delle celle tramite modello NOCT

Capitolo 5

- Valori di irradianza globale sul piano inclinato dei moduli misurati tramite cella solare tarata
- Valori di irradianza diretta sul piano normale misurati tramite pireliometro
- Valori di irradianza globale sul piano orizzontale misurati tramite piranometro

Sebbene la cella solare tarata fornisca già valori di irradianza globale sul piano inclinato, questi non risultano sempre del tutto affidabili. Per tale motivo è necessario importare anche i dati di irradianza globale sul piano orizzontale e di irradianza diretta sul piano normale, così da poter stimare l'irradianza incidente sul modulo inclinato mediante il modello di Liu e Jordan, nei casi in cui i valori rilevati dalla cella non siano disponibili o sufficientemente attendibili.

Importazione dati dal database MySQL

Le grandezze appena riportate, in seguito all'acquisizione da parte dei vari strumenti di misura, sono raccolte nello schema "pv_polito" sul database MySQL, che contiene i dati storici delle grandezze di interesse dall'anno 2020 al 2024. Occorre specificare che l'acquisizione delle grandezze misurate per ciascun impianto è stata soggetta ad una problematica relativa ai data logger fino alla data '2024-07-12'. Tale problematica ha provocato un disallineamento temporale tra le varie grandezze misurate. Per risolvere questo disallineamento, è stato implementato un codice Matlab apposito, "Allineamento_MAIN_TC_.mlx", per correggere i profili misurati e in seguito caricarli, corretti, su un nuovo schema MySQL, denominato "pv_polito_dati_meteo_corretti_traslati". Questo spiega il motivo per cui sia stato necessario suddividere l'importazione dei dati in due parti: dallo schema "pv_polito" per i dati non soggetti alla problematica di disallineamento e dallo schema "pv_polito_dati_meteo_corretti_traslati" degli altri dati, in seguito alla correzione tramite funzione Matlab

Il filtraggio dei dati segue lo schema proposto dalla Sezione 3.3, con l'obiettivo di gestire i dati temporali mancanti, i valori anomali di irradianza e potenza e i valori nulli degli stessi, per l'impianto Cittadella.

5.1.3 Modello energetico ottimizzato PoliTO

In questa sezione vengono presentati i risultati derivanti dall'applicazione della procedura di monitoraggio sviluppata in questo lavoro di tesi all'impianto Cittadella. Al fine di approfondire l'analisi e di quantificare la rilevanza dei risultati ottenuti, è stata condotta un'analisi comparativa tra il modello innovativo PoliTO, qui proposto, e il modello teorico descritto nella Sezione 2.3.

È opportuno sottolineare che il modello PoliTO, così come impiegato nell'analisi, rappresenta l'esito della selezione effettuata su base mensile in funzione della metrica di errore NRMSE, scegliendo di volta in volta tra il modello base, non ottimizzato, e il modello ottimizzato in due step, secondo la procedura dettagliata nella Sezione 3.4.4.

La presente sezione è organizzata come segue: in primo luogo vengono presentati i risultati delle due procedure di ottimizzazione applicate al dataset dell'impianto Cittadella, i quali andranno a definire il modello ottimizzato in due step descritto nel Capitolo 3, che sarà poi oggetto della fase di selezione del modello con le prestazioni migliori. Tali risultati comprendono, nello specifico, i coefficienti ottimizzati nei mesi estivi e i coefficienti ottimizzati nei mesi invernali.

In un secondo momento vengono riportati gli esiti relativi alla selezione del modello da applicare con cadenza mensile, passaggio che consente di individuare il modello finale adottato, denominato PoliTO. Su quest'ultimo verranno incentrate sia l'analisi comparativa sia il calcolo delle prestazioni complessive dell'impianto Cittadella.

Una volta definito il modello PoliTO, l'attenzione si concentra sulla valutazione delle metriche di errore mensili: queste saranno messe a confronto con le corrispondenti metriche del modello teorico da letteratura per i mesi in cui i due modelli non coincidono, così da quantificare in modo puntuale l'entità del miglioramento ottenuto nella stima della potenza grazie all'impiego del modello PoliTO.

Successivamente, dopo l'analisi su base mensile, verranno esaminati i profili di potenza di alcune giornate selezionate, caratterizzate da differenti condizioni operative. Per ciascuna di esse saranno discusse le metriche di errore giornaliere,

con l'obiettivo di evidenziare le prestazioni del modello in scenari specifici.

Infine, la sezione si conclude con la presentazione e discussione dei risultati relativi agli indicatori di performance dell'impianto Cittadella, calcolati sia a partire dai valori di potenza misurati sia a partire dai valori stimati tramite il modello PoliTO, i quali verranno quindi messi a confronto in maniera sistematica.

5.1.3.1 Risultati ottimizzazione a doppio step

In questa sezione sono presentati i risultati dell'ottimizzazione dei parametri relativi ai due periodi considerati, estivo e invernale.

Con riferimento al semestre estivo, si ricorda che i valori iniziali non ottimizzati, impiegati nel modello base sono stati ricavati dalle schede tecniche dei moduli o da fonti di letteratura, come descritto nelle sezioni precedenti. L'ottimizzazione è stata condotta imponendo i limiti per ciascun parametro riportati nella Tabella (3-3) della Sezione 3.4.2.

I valori ottimizzati dei parametri per il semestre estivo sono riportati nella Tabella 5-2 seguente.

	γ_{th} (%/°C)	G_0 (W/m ²)	P_0 (kW)	C_L (-)	C_Q (1/kW)
Valore di partenza	-0,38%	30,00	1,21	0,005	$3,31 \cdot 10^5$
Valore ottimizzato	-0,49%	86,91	1,45	0,006	$3,97 \cdot 10^5$

Tabella 5-2: Set di parametri ottimizzati dalla prima ottimizzazione – Impianto Cittadella

In generale, rispetto ai parametri del modello base, si riscontra un incremento in valore assoluto del parametro γ_{th} , che evidenzia una maggiore incidenza delle perdite del pannello in condizioni operative caratterizzate da temperature elevate. Analogamente, si registra un aumento anche negli altri parametri: in particolare, un valore parecchio più elevato di G_0 indica una stima superiore delle perdite di

Capitolo 5

potenza a bassa irradianza, mentre i coefficienti P_0 , C_L e C_Q riflettono una stima più alta delle perdite associate alla conversione DC/AC dell'inverter.

Passando al semestre invernale, la Tabella 5-3 sottostante riporta i valori dei coefficienti ottimizzati dell'equazione cubica che definisce il fattore d'ombra f_o , ovvero il fattore correttivo per i giorni soggetti alla presenza di ombre descritto nella Sezione 3.4.3.

	MATTINO				POMERIGGIO			
Mese	a3,AM	a2,AM	a1,AM	a0,AM	a3,PM	a2,PM	a1,PM	a0,PM
Gen	0,61	0,84	-0,54	0,071	0,078	0,17	-0,34	0,13
Feb	0,49	0,86	-0,45	0,052	0,50	0,76	-0,42	0,048
Mar	0,0005	0,0093	-0,045	0,035	0,040	0,18	-0,15	0,028
Apr	0	0	0	0	0	0	0	0
Mag	0	0	0	0	0	0	0	0
Giu	0	0	0	0	0	0	0	0
Lug	0	0	0	0	0	0	0	0
Ago	0	0	0	0	0	0	0	0
Set	0	0	0	0	0	0	0	0
Ott	0,0024	0,44	0,61	0,0034	0,0067	0,59	0,15	0,024
Nov	0,69	0,71	-0,48	0,064	0,13	0,22	-0,37	0,11
Dic	-0,0002	-0,0098	-0,16	0,17	0,0019	-0,0055	-0,23	0,23

Tabella 5-3: Coefficienti ottimizzati dalla seconda ottimizzazione – Impianto Cittadella

Capitolo 5

L'ombra che può interessare un impianto fotovoltaico nel corso della giornata presenta un carattere variabile e spesso difficilmente prevedibile. Per tenerne conto, si ricorda che i coefficienti sono stati suddivisi in due insiemi distinti, relativi rispettivamente alle ore del mattino e a quelle del pomeriggio, così da descrivere in modo più accurato le possibili variazioni.

Come già evidenziato, il fattore d'ombra è applicato unicamente ai mesi invernali; di conseguenza, i coefficienti associati al semestre estivo sono stati posti pari a zero. Tra i parametri considerati, il contributo più rilevante è dato dal termine noto a_0 , che consente di stimare in maniera qualitativa la riduzione della potenza stimata dal modello ottimizzato, rispetto al modello teorico, a causa dell'ombra.

L'analisi dei valori ottimizzati del termine noto consente di condurre due tipologie di valutazione distinte. La prima riguarda l'entità perdita di potenza della mezza giornata dovuta all'ombra: si osserva infatti che nei mesi di gennaio, novembre e soprattutto dicembre i termini noti assumono valori più elevati. In tali periodi ci si attende quindi di riscontrare profili giornalieri caratterizzati da uno scostamento più marcato tra le curve di potenza del modello teorico e quelle del modello ottimizzato.

Un'ulteriore analisi può essere condotta confrontando, per ciascun mese, i valori del termine noto relativi alle ore mattutine e pomeridiane. Anche in questo caso, i mesi di gennaio, novembre e dicembre mostrano differenze significative tra le due metà della giornata, a differenza degli altri mesi in cui i valori risultano pressoché uniformi. Ciò suggerisce che in tali mesi lo scostamento sia più pronunciato nelle ore pomeridiane, a causa di una maggiore incidenza di fenomeni di ombra. Ci si aspetta di osservare in questi mesi profili di potenza giornalieri caratterizzati da una distribuzione asimmetrica dell'ombratura lungo l'arco della giornata.

È opportuno però, soffermarsi brevemente sui coefficienti ottimizzati relativi al mese di ottobre. A tal fine si rimanda alla Sezione 3.4.1, in cui è illustrato il principio di funzionamento del Particle Swarm Optimization. Come descritto, si tratta infatti di una tecnica di ottimizzazione evolutiva di tipo stocastico, che introduce una componente di casualità: per questo motivo i risultati possono variare leggermente tra una simulazione e l'altra, pur senza differenze sostanziali nella maggior parte dei casi. Il mese di ottobre rappresenta un'eccezione, ciascuna esecuzione ha restituito insiemi di coefficienti caratterizzati da termini noti significativamente differenti, sebbene ricorrenti. I valori riportati in tabella

corrispondono pertanto alla media ottenuta su 10 simulazioni. Questa questione può essere ricondotta a problematiche legate ai dati importati.

5.1.3.2 Selezione del modello PoliTO

Giunti a questo punto dell'analisi sono stati individuati due modelli di riferimento:

- Il modello teorico da letteratura e descritto nella Sezione 2.3
- Il modello ottimizzato in due step, sviluppato secondo la metodologia illustrata nel Capitolo 3.

Per delineare il modello finale PoliTO è necessario stabilire, mese per mese, quale dei due modelli adottare, scegliendo quello che presenta il valore di NRMSE mensile inferiore. Questa analisi è stata condotta prendendo in considerazione tutto il dataset per il calcolo del NRMSE di entrambi i modelli. Per l'impianto Cittadella corrisponde ai dati dall'anno 2020 al 2024.

La Tabella 5-4 riporta i valori di NRMSE ottenuti per ciascun mese e il modello conseguentemente selezionato per la definizione del modello finale PoliTO.

Dall'analisi emerge che nei mesi invernali risulta generalmente preferibile il modello ottimizzato, mentre nei mesi estivi si conferma più adatto il modello teorico di base. Vi è però un'eccezione e riguarda i mesi di settembre e di ottobre. Inoltre, si può notare come la differenza tra gli errori nei mesi estivi in cui viene selezionato il modello non ottimizzato sia piccola, ad indicare che generalmente il modello ottimizzato porta comunque ad una buona stima della produzione fotovoltaica dell'impianto. Invece, per i mesi invernali in cui il modello ottimizzato è più accurato, la differenza tra gli errori calcolati è di gran lunga più ampia.

Capitolo 5

Mese	NRMSE_non_ott_%	NRMSE_ott_%	Modello_scelto
Gen	32,3	11,0	Modello ottimizzato
Feb	17,0	9,7	Modello ottimizzato
Mar	14,4	13,0	Modello ottimizzato
Apr	12,6	12,8	Modello non ottimizzato
Mag	15,4	15,4	Modello non ottimizzato
Giu	15,7	16,0	Modello non ottimizzato
Lug	15,5	15,6	Modello non ottimizzato
Ago	19,7	19,8	Modello non ottimizzato
Set	14,5	14,3	Modello ottimizzato
Ott	15,3	18,3	Modello non ottimizzato
Nov	30,7	10,0	Modello ottimizzato
Dic	53,5	16,3	Modello ottimizzato

Tabella 5-4: Risultati della selezione del modello per definire il modello PoliTO per l'impianto Cittadella

Capitolo 5

L'andamento osservato, che vede il modello ottimizzato fornire prestazioni migliori nei mesi invernali e il modello base risultare più accurato nei mesi estivi, può essere interpretato alla luce della distribuzione della potenza generata dall'impianto. Nella Figura 5-1 viene riportata la frequenza del dato di potenza generata misurata al quarto d'ora dell'impianto, ovvero quanto frequentemente l'impianto lavora ad una certa percentuale della potenza nominale. Si specifica che, per condurre questa analisi, sono stati scartati i valori di potenza misurata nulla corrispondenti tipicamente alle ore notturne ed è stata impostata una tolleranza in modo da escludere valori di potenza eccessivamente bassi legati alle ore di transizione mattutine e serali. La frequenza è riportata sull'asse delle ordinate sotto forma di percentuale rispetto al numero totale di dati considerati.

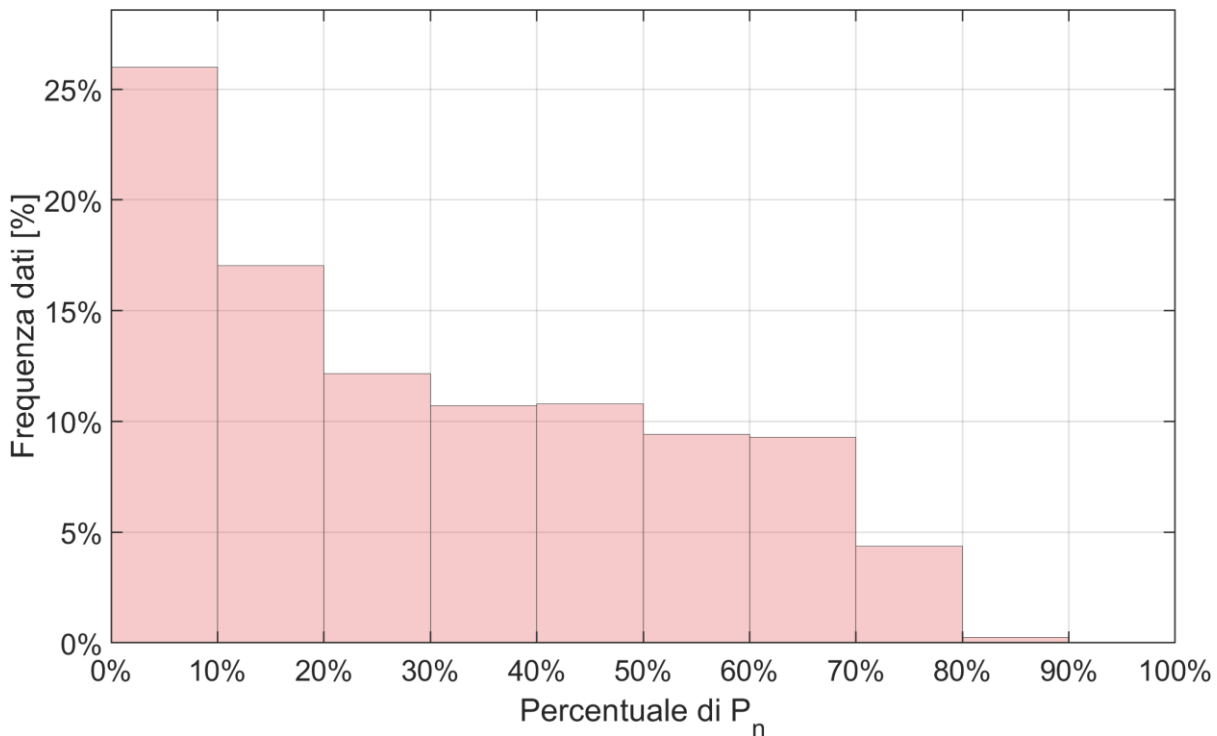


Figura 5-1: Distribuzione della potenza relativa a cui opera l'impianto Cittadella

Dalla distribuzione in Figura 5-1 si nota come l'impianto Cittadella operi più frequentemente a valori di potenza medio-bassi, tipici logicamente del semestre invernale. Disponendo di un numero più elevato di dati di addestramento, è proprio

Capitolo 5

per questi bin di potenza, e dunque per la stagione più fredda a cui l'impianto lavora ad una percentuale di potenza nominale minore, che l'algoritmo tende ad ottimizzare maggiormente il modello. Il modello ottimizzato risulta quindi più adatto per questi mesi. Al contrario, nei mesi estivi l'impianto lavora più spesso a potenza più vicina al valore nominale, condizione meno rappresentata nel processo di ottimizzazione: in questi casi il modello base garantisce prestazioni migliori. L'ottimizzazione dunque, tende a privilegiare gli intervalli di potenza più ricorrenti, migliorando la stima nei mesi invernali, ma mostrando una ridotta efficacia nei periodi in cui l'impianto produce a potenza più elevata, motivo per cui è risultata necessaria la fase di selezione del modello, con l'adozione del modello base all'occorrenza.

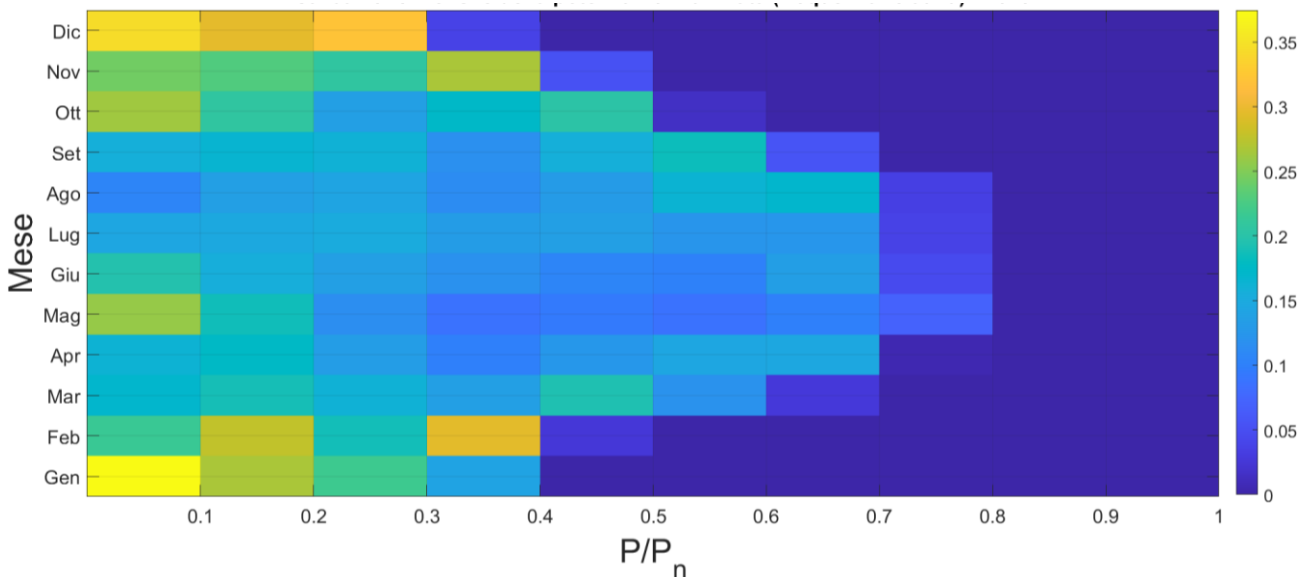


Figura 5-2: Heatmap della distribuzione mensile della potenza normalizzata

A conferma di quanto scritto, la Figura 5-2 mostra una heatmap che riporta, per ciascun mese del dataset, la distribuzione della potenza misurata generata, normalizzata sulla potenza nominale P/P_n , espressa come frequenza relativa dei quarti d'ora in cui l'impianto lavora a ciascun intervallo di carico. Il colore di ogni cella indica che percentuale del tempo di quel mese l'impianto è stato in quell'intervallo di potenza. Un colore più chiaro indica un tempo maggiore e viceversa. Quest'analisi qualitativa mostra come nei mesi invernali la distribuzione sia fortemente concentrata nelle fasce basse ($<0,3 P/P_n$). Questo conferma che,

nella maggior parte del tempo operativo, l'impianto lavora a carichi ridotti. Nei mesi estivi, la distribuzione si sposta verso valori medi (0,4–0,7 P/P_n), con una presenza molto più ridotta delle fasce basse. Ciò riflette la maggiore disponibilità di radiazione solare, giornate più lunghe e condizioni più stabili.

5.1.3.3 Calcolo delle metriche d'errore

In questa sezione vengono presentati i risultati del calcolo delle metriche d'errore, definite nella Sezione 2.5, per l'impianto Cittadella. Le metriche di cui si andranno a discutere i risultati sono: il NRMSE, NMBE e NMAE.

Le metriche presentate in questa sezione sono state calcolate con cadenza mensile per due ragioni principali. Per prima cosa, permette di avere un quadro chiaro dell'affidabilità del modello lungo tutto l'anno, mettendo in luce come cambiano le prestazioni con le stagioni. Inoltre, questa scelta è in linea con l'impostazione del modello finale di PoliTO, che si basa a sua volta sul calcolo e sulla lettura di una metrica d'errore su base mensile. Nella sezione successiva verranno discusse le stesse metriche ma giornaliere, nell'ambito dei profili di potenza giornalieri che verranno mostrati.

L'analisi è stata condotta mettendo a confronto le prestazioni del modello PoliTO con quelle del modello teorico di base. Ne consegue che, nei mesi in cui i due modelli coincidono, ovvero quelli prevalentemente quelli estivi, anche i valori delle metriche risultano sovrapposti. L'attenzione dell'analisi si focalizza pertanto sui mesi invernali, nei quali emergono differenze più significative tra le due configurazioni.

Nella presente sezione verranno mostrati i risultati complessivi delle metriche d'errore per ogni mese e per i due modelli. Successivamente verranno valutate e discusse le percentuali di miglioramento delle stesse, ponendo l'attenzione sui mesi in cui il modello PoliTO non coincide con quello base.

Un'analisi preliminare è stata condotta prendendo il dataset ridotto, ovvero quello a cui è stato applicato il filtro per le mezze giornate problematiche, come descritto nella Sezione 3.3.4. Per questo insieme di dati è stato calcolato il NRMSE, con l'obiettivo di discutere qualitativamente il peso del filtro applicato. Nel caso dell'impianto Cittadella, il NRMSE ottenuto dal dataset filtrato presenta valori

mensili al di poco di sotto rispetto a quelli ottenuti utilizzando il dataset completo. Per questo motivo non viene riportato il grafico che lo mostra.

Analisi dataset intero

Nella Figura 5-3 è riportato il NRMSE, per ogni mese dell'anno, calcolato tra il valore stimato tramite modello e il valore misurato.

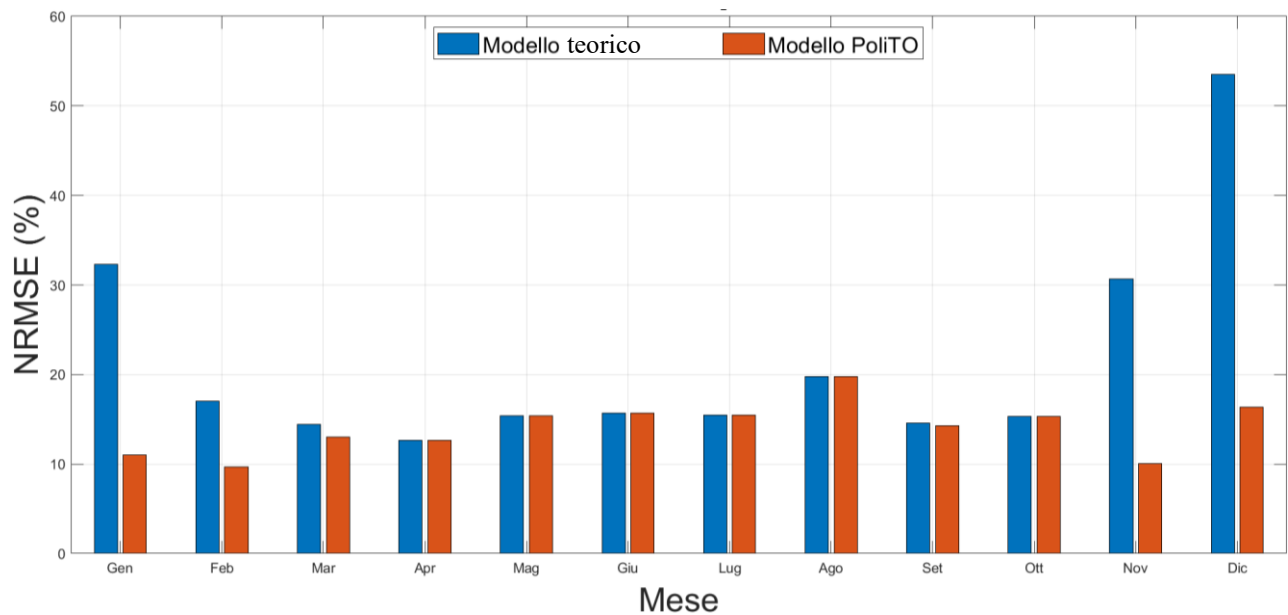


Figura 5-3: NRMSE mensile – Impianto Cittadella

Il modello base presenta valori di NRMSE molto elevati nei mesi invernali (tra il 30% e il 55% nei mesi di gennaio, novembre e dicembre), valore decisamente ridotto nel caso del modello PoliTO. In generale, per questo modello si nota un risultato migliore e stabile, contenuto circa tra il 9% del mese di novembre e il 20% nel mese di agosto.

I risultati del NMAE riportati in Figura 5-4, forniscono una misura diretta della precisione dei modelli, esprimendo l'errore percentuale medio in valore assoluto tra i dati stimati e quelli misurati. Dall'analisi mensile emerge che il modello base presenta errori molto elevati nuovamente nei mesi di gennaio, novembre e dicembre, con valori superiori al 20%, mentre in primavera ed estate i valori si riducono, e sono compresi tra il 9 e il 12%. Il modello PoliTO, al contrario,

Capitolo 5

mantiene valori di errore molto contenuti e pressoché costanti durante tutto l'anno, generalmente compresi tra il 7 e il 13%, inclusi i mesi critici invernali.

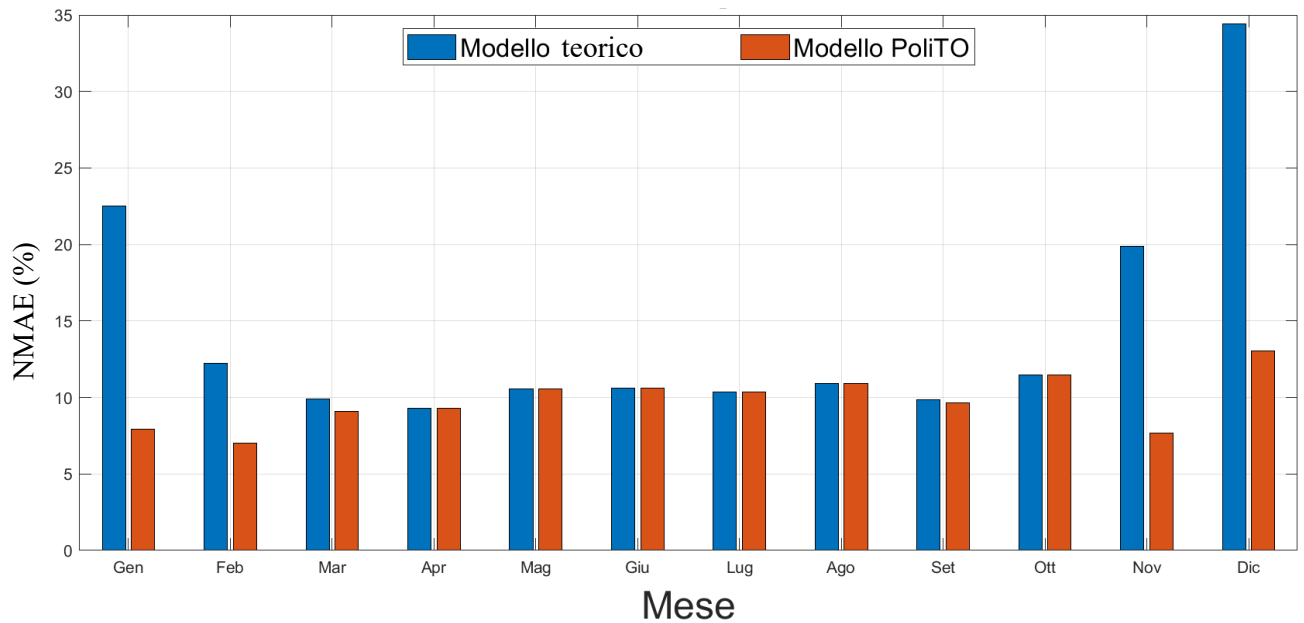


Figura 5-4: NMAE mensile – Impianto Cittadella

Queste due metriche, i cui risultati sono appena stati riportati, risultano coerenti tra loro, portando buoni risultati nei mesi in cui viene applicato il modello ottimizzato.

Capitolo 5

La Figura 5-5 riporta i risultati mensili della metrica NMBE.

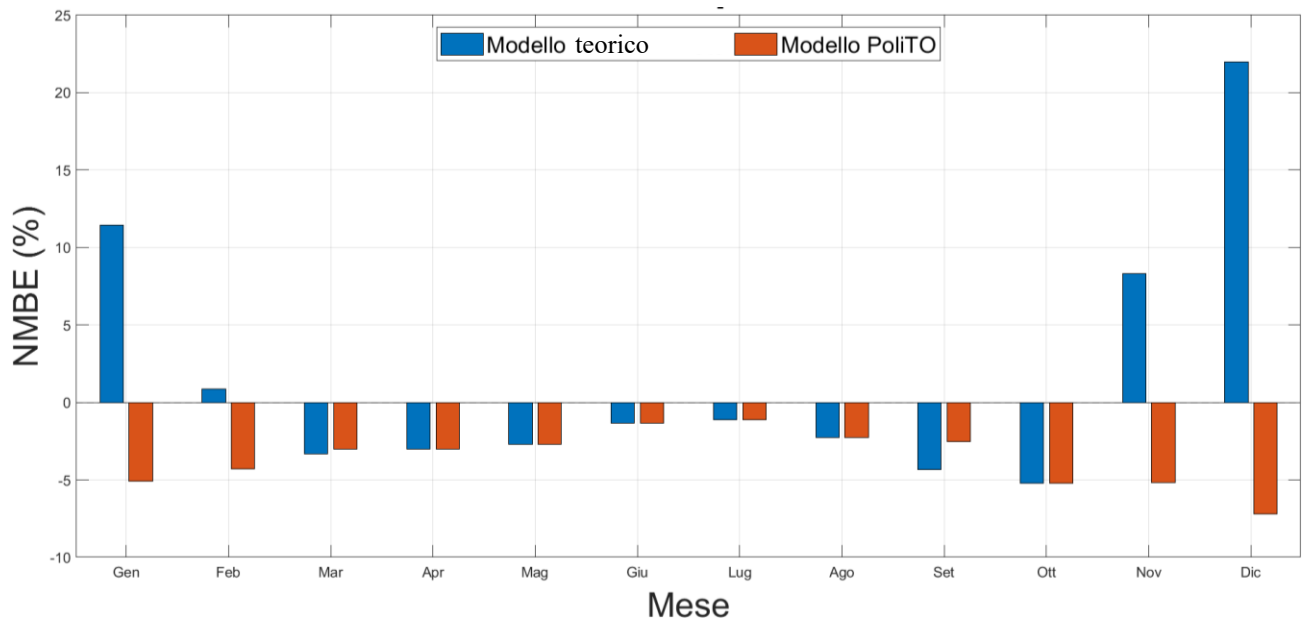


Figura 5-5: NMBE mensile – Impianto Cittadella

Dalla Figura 5-5 si osserva innanzitutto come il modello non ottimizzato presenti valori di NMBE positivi molto elevati in alcuni mesi, in particolare gennaio, novembre e soprattutto dicembre, con scostamenti superiori al 20%. Questo indica una sistematica sovrastima della produzione di potenza fotovoltaica dell'impianto rispetto ai dati misurati. Questo risultato è coerente con le osservazioni fatte nella Sezione 5.1.3.1 di discussione dei coefficienti ottenuti in seguito alla seconda ottimizzazione.

Con l'implementazione del modello PoliTO si arriva ad una sensibile riduzione di questi valori, portando l'NMBE a valori prossimi allo zero per la maggior parte dei mesi. Per tutti i mesi il NMBE del modello PoliTO è negativo, indicando una sistematica, seppur contenuta, sottostima della produzione fotovoltaica dell'impianto Cittadella.

Una considerazione va fatta per il mese di febbraio. Si nota dall'analisi delle metriche NRMSE e NMAE come, globalmente, le prestazioni del modello PoliTO in quel mese siano migliori rispetto a quelle del modello base. La ragione per cui secondo la metrica NMBE il modello risulta meno accurato di quello base in quel

Capitolo 5

mese, si cela dietro alla natura matematica della metrica stessa. Il NMBE misura un bias medio normalizzato, tiene dunque conto del segno degli errori. Per il modello base, gli errori positivi e negativi si compensano parzialmente, abbassando il valore finale del NMBE. Nel modello PoliTO, invece, gli errori sono più piccoli ma sistematicamente negativi (tendenza alla sottostima). Quindi l'errore risulta maggiore, anche se in realtà la prestazione globale è migliore.

Analisi dello scarto percentuale di miglioramento

Il confronto tra il modello PoliTO e il modello teorico evidenzia un miglioramento significativo in termini di accuratezza, nei mesi in cui il modello ottimizzato è preferibile rispetto a quello base, nel caso dell'impianto Cittadella si parla dei mesi invernali. Le metriche NRMSE, NMAE e NMBE mostrano infatti riduzioni molto consistenti degli errori, specialmente nei mesi di gennaio, novembre e dicembre, a testimonianza della maggiore capacità del modello PoliTO di descrivere correttamente la produzione in condizioni di bassa radiazione e variabilità atmosferica. La Tabella 5-5 raccoglie gli scarti percentuali di miglioramento delle metriche del modello PoliTO rispetto al modello base.

Mese	NRMSE (%)	NMAE (%)	NMBE (%)
Gennaio	66,0	64,9	55,7
Febbraio	43,0	42,7	-
Marzo	9,8	7,9	9,4
Novembre	67,3	61,4	37,6
Dicembre	69,5	62,1	67,3

Tabella 5-5: Scarti percentuali di miglioramento delle metriche di errore

Capitolo 5

Nel dettaglio, il NRMSE si riduce, ovvero migliora, in un range che parte da un minimo di 9,8% nel mese di marzo e un massimo di 69,5% a dicembre. Il NMAE presenta miglioramenti che oscillano tra il 7,9% di marzo e il 64,9 di gennaio. L'NMBE riporta la minore percentuale di miglioramento a marzo, pari al 9,4%, mentre a dicembre migliora del 67,3%. La Figura 5-6 riporta questi risultati in un istogramma, per una chiara visualizzazione.

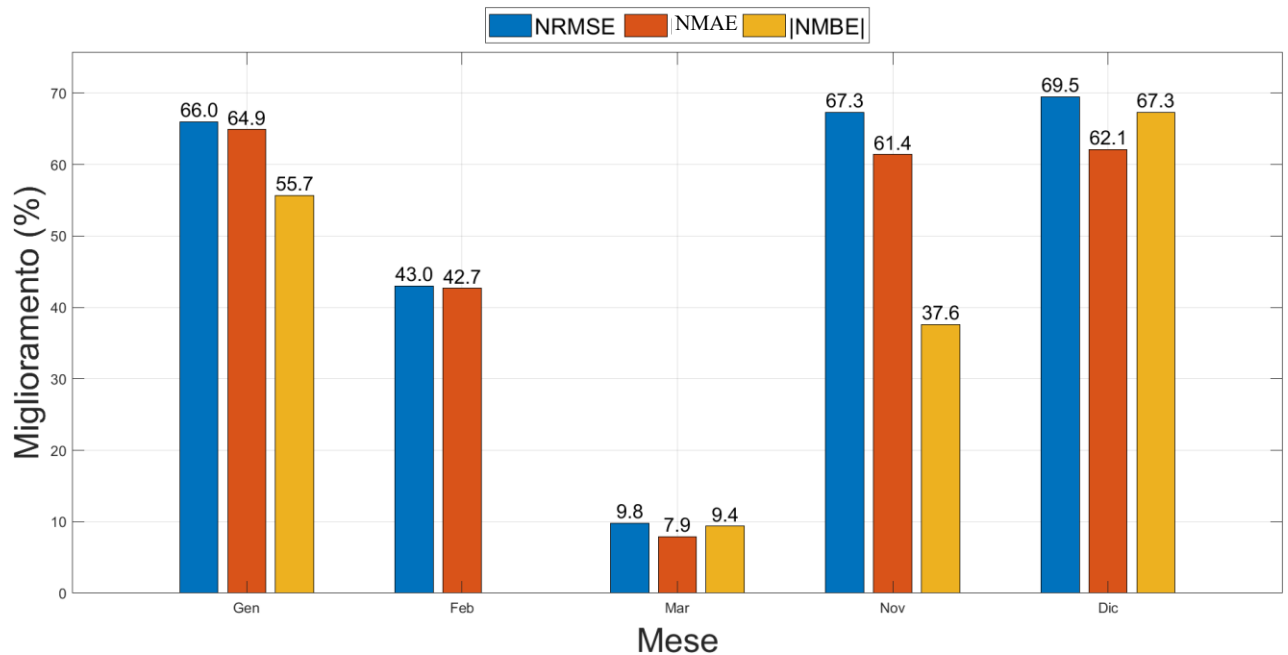


Figura 5-6: Istogramma degli scarti percentuali di miglioramento delle metriche di errore – Impianto Cittadella

È normale che il mese di marzo sia quello meno interessato dalla stima della riduzione di potenza applicata dal modello PoliTO, essendo un mese primaverile.

5.1.3.4 Profili di produzione giornalieri in condizioni operative differenti

Questa sezione è dedicata alla discussione dei risultati più dettagliata, ovvero quella che riguarda i profili di potenza delle singole giornate. Verranno discusse diverse giornate, esplorando differenti condizioni operative dell'impianto, con il fine di mostrare il comportamento del modello PoliTO in tali condizioni.

Giornata a cielo sereno e media irradianza

Nella Figura 5-7 sono rappresentati i profili di produzione dell'11 marzo 2023. Questo è un esempio di giornata a cielo sereno, visto l'andamento della curva, e media irradianza. Si nota come entrambi i modelli in questo caso descrivano bene la produzione di potenza. Questo risultato è confermato dalle metriche d'errore giornaliere riportate nel grafico, le quali risultano buone e circa paragonabili tra i due modelli.

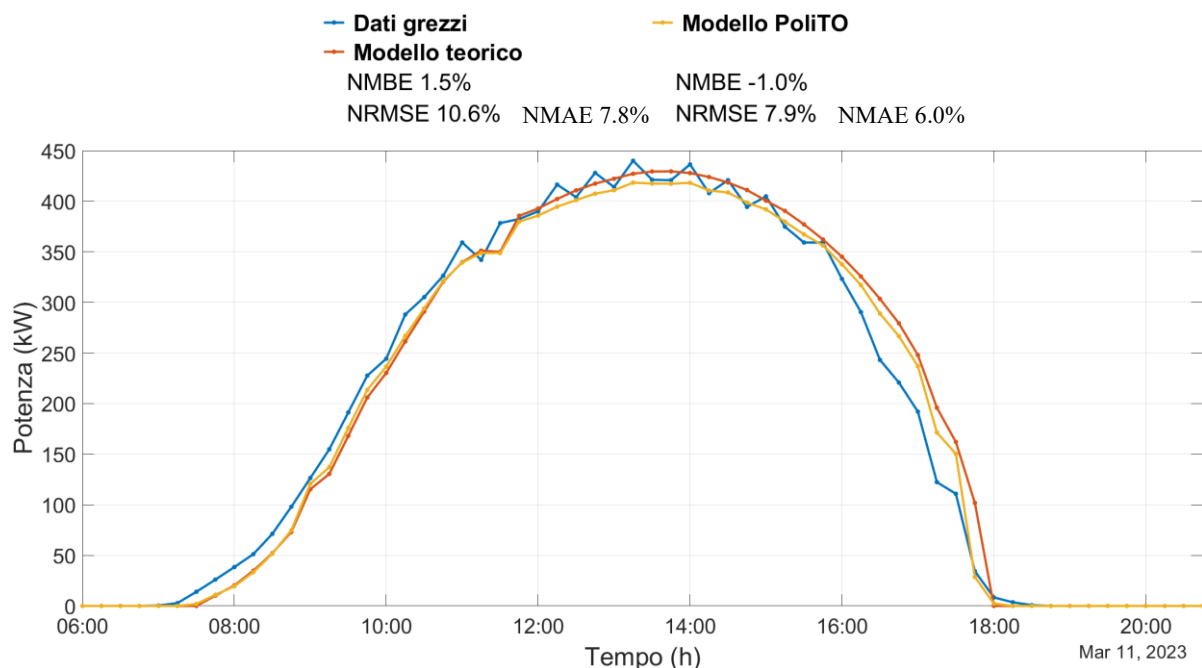


Figura 5-7: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno e media irradianza – Impianto Cittadella

Il profilo della potenza misurata presenta un andamento irregolare e con una particolare “dentatura”. Questo può essere ricondotto ad alcune problematiche legate ai sensori ed al sistema di acquisizione delle misure. Infatti, il contatore fiscale di energia installato per l'impianto Cittadella funziona grazie ad un sistema ad impulsi. Per ogni kWh misurato dal contatore, corrispondono 4000 impulsi che vengono inviati alla periferica dell'unità di controllo. Che effettua il conteggio degli impulsi trasmessi. Per questo impianto, il conteggio degli impulsi è soggetto ad errori, in quanto si osserva uno sfasamento temporale nel processo di registrazione degli impulsi. Questo porta, specialmente nelle giornate a cielo sereno, alla

registrazione di picchi di potenza che in realtà sono presenti. Per questo motivo i profili di potenza dei dati di potenza misurati non risultano uniformi, come in realtà dovrebbero essere.

Giornata con ombra distribuita

La giornata dell'8 febbraio 2022 presenta ombratura distribuita, e dunque presente sia nella prima che nella seconda metà della giornata. Si osserva dunque una riduzione della produzione fotovoltaica rispetto ai valori stimati tramite il modello base.

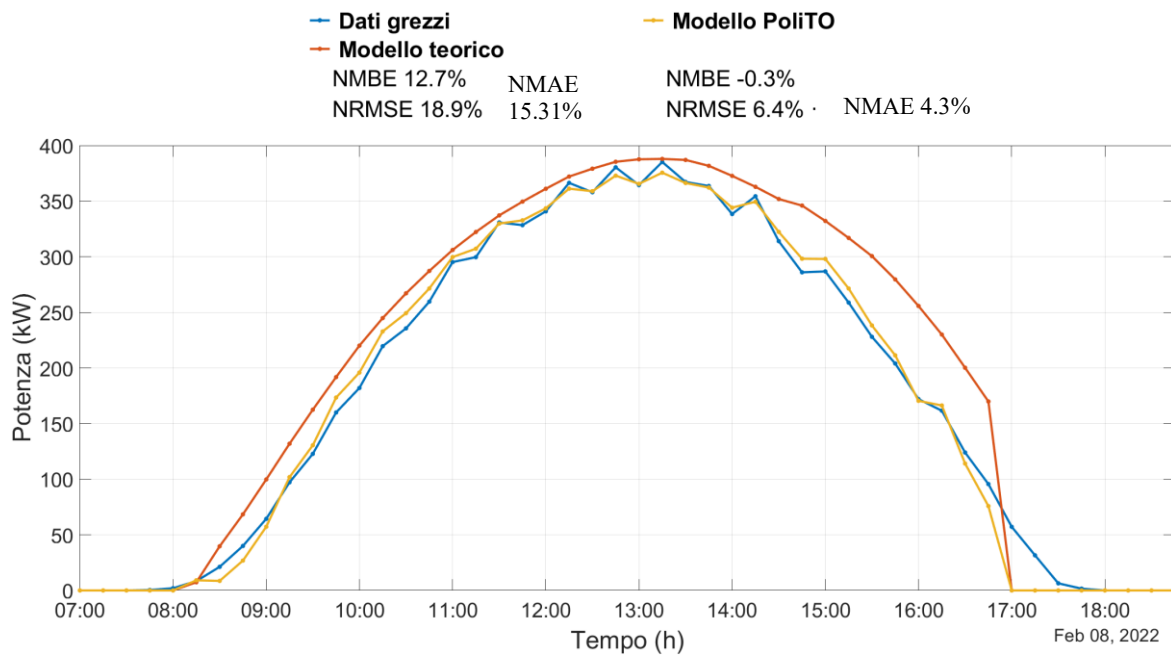


Figura 5-8: Profili di potenza per una giornata con ombra distribuita – Impianto Cittadella

Una giornata simile è quella del 16 dicembre del 2023 in Figura 5-9, anche se in questo caso inizia a notarsi una lieve asimmetria tra la prima e la seconda parte della giornata.

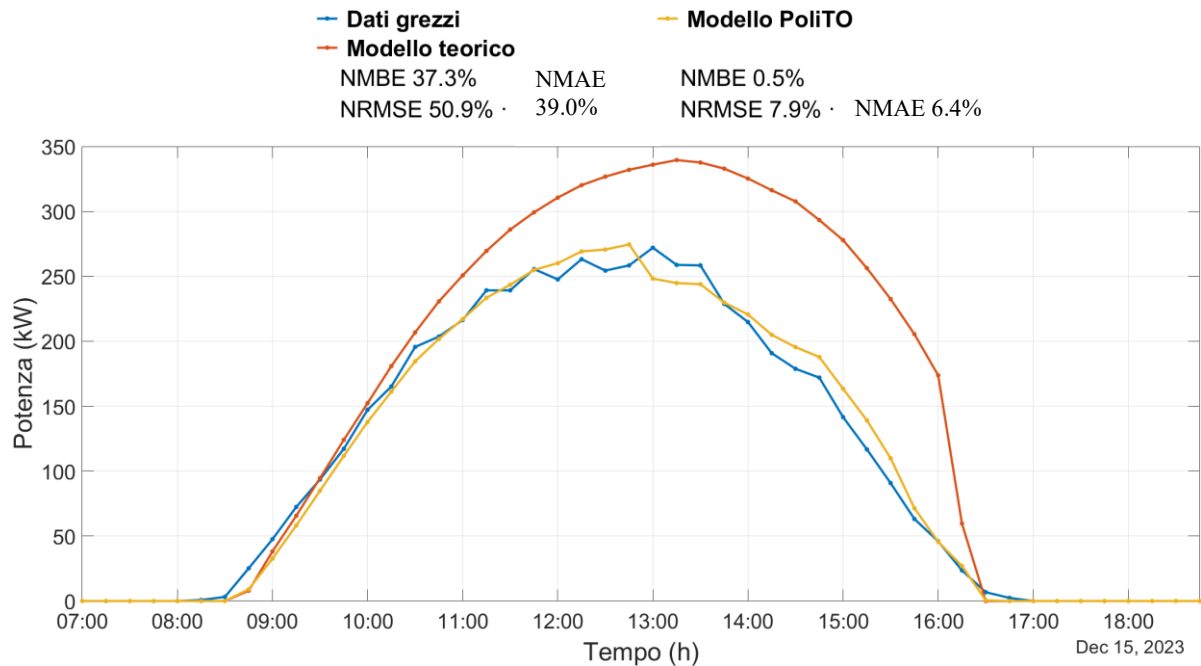


Figura 5-9: Profili di potenza per una giornata con ombra distribuita – Impianto Cittadella

Giornata con ombra asimmetrica

La Figura 5-10 riporta i profili di potenza per la giornata del 23 novembre 2023.

Come evidenziato nella Sezione 5.1.3.1, dall'analisi dei coefficienti ottimizzati nel secondo step di ottimizzazione emerge che, per l'impianto Cittadella, sono attese marcate asimmetrie tra le due metà della giornata in alcuni mesi, tra cui il mese di novembre da cui è stata estratta questa giornata. Questa giornata è rappresentativa della maggior parte dei profili giornalieri nei mesi di novembre, dicembre e gennaio nei cinque anni analizzati.

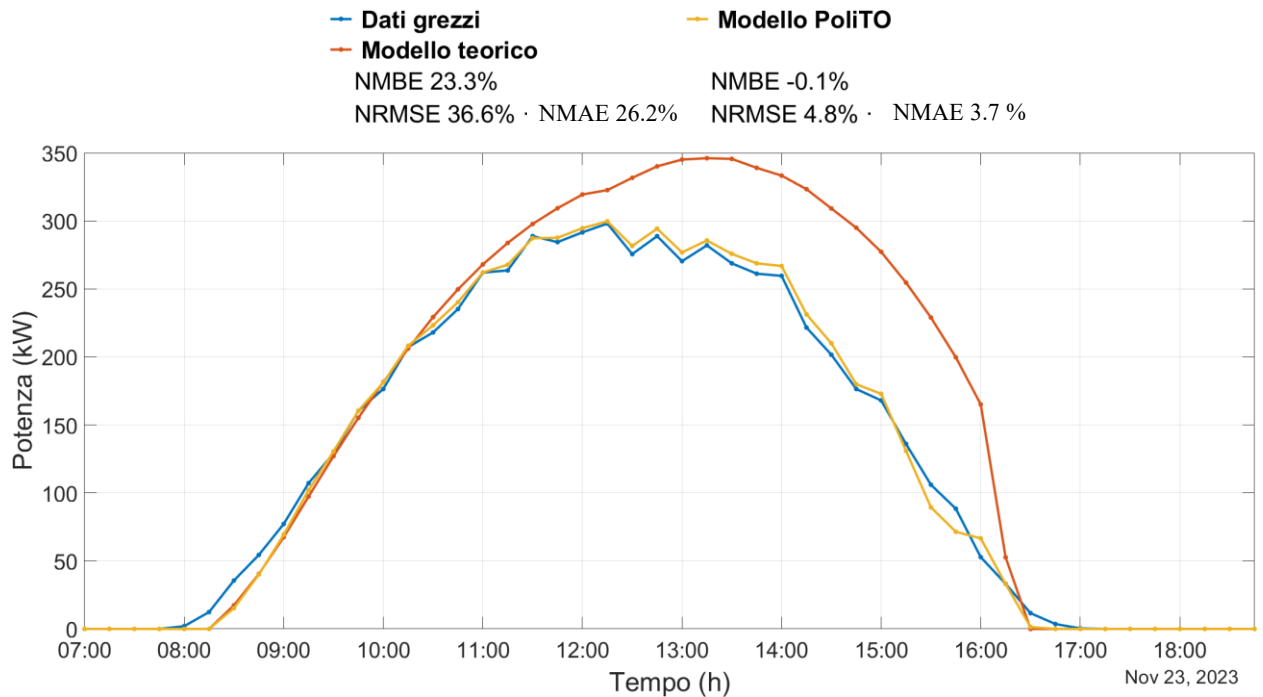


Figura 5-10: Profili di potenza per una giornata con ombra asimmetrica – Impianto Cittadella

Giornata a cielo sereno estiva

In Figura 5-11 è mostrata la produzione fotovoltaica della giornata del 31 luglio 2022. In questo caso sono riportati solo due profili di potenza, in quanto il modello PoliTO coincide con quello base. In questo esempio di giornata a cielo sereno, rappresentativo della maggior parte delle giornate a cielo sereno del semestre estivo, il modello PoliTO rappresenta in modo accurato i profili di potenza reali misurati, nonostante il profilo misurato irregolare, che si presenta nuovamente.

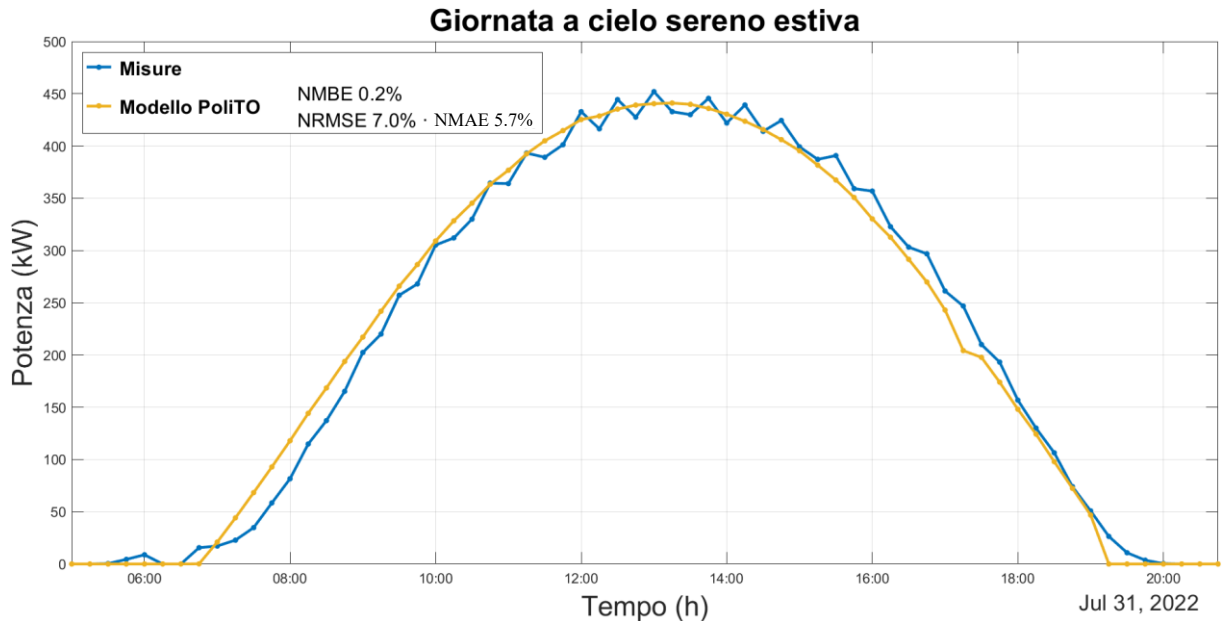


Figura 5-11: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno estiva – Impianto Cittadella

5.1.3.5 Confronto dei KPIs

Questa sezione è dedicata all'esposizione e discussione degli indicatori di performance dell'impianto Cittadella. Gli indicatori oggetto di questa analisi sono il performance ratio e il numero di ore equivalenti, descritti nella Sezione 2.6.

Il fine ultimo di questa analisi non è tanto discutere le prestazioni dell'impianto, quanto piuttosto portare avanti un'analisi comparativa tra le prestazioni attese, calcolate per mezzo dei dati misurati, e le prestazioni stimate tramite modello PoliTO. Dunque i set di dati utilizzati, per giungere ai risultati riportati in questa Sezione, sono il dataset di valori misurati e il dataset di valori calcolati tramite modello PoliTO. Il modello base non è oggetto di studio in questa sezione.

Confronto del Performance Ratio (PR)

Il performance ratio richiede in ingresso l'energia AC generata dall'impianto in un dato intervallo di tempo (kWh), la potenza nominale dell'impianto, l'irraggiamento globale incidente (kWh/m²) e l'irradianza di riferimento in condizioni STC (kW/m²). È un parametro adimensionale ed è compreso tra 0 e 1.

Capitolo 5

L'intervallo di tempo scelto al fine di questa analisi è mensile. Il PR è stato calcolato mensilmente nelle due casistiche: utilizzando in input l'energia generata AC misurata da sensori e poi l'energia generata AC stimata tramite modello finale.

La Figura 5-12 riporta i risultati del calcolo del PR nei due casi.

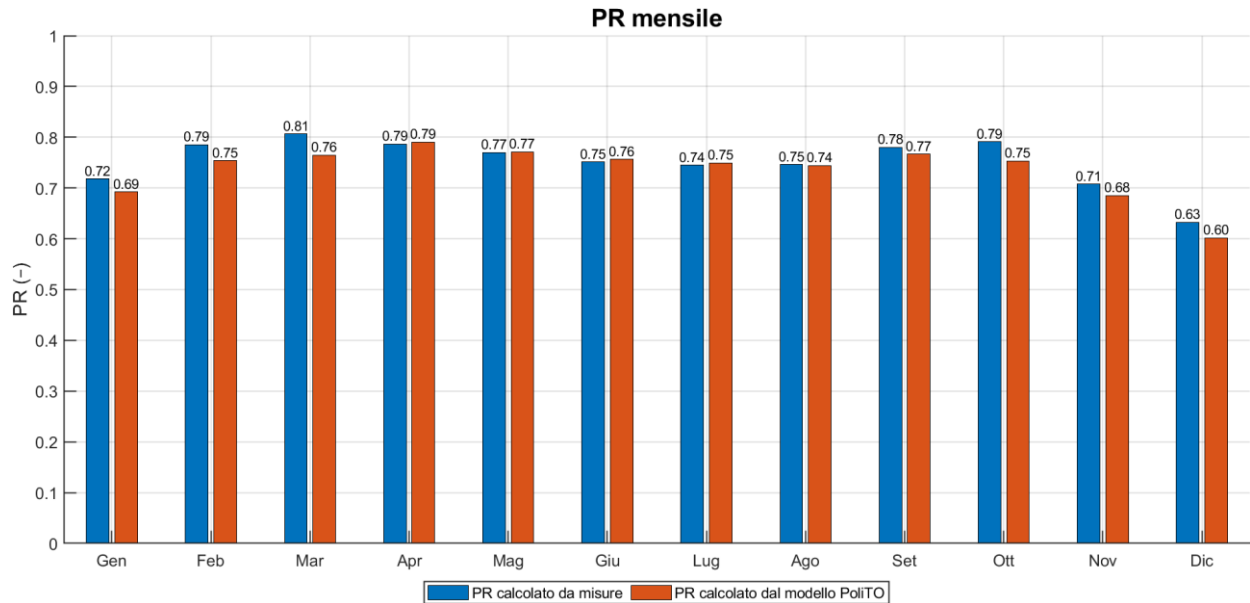


Figura 5-12: Confronto dei PR dell'impianto Cittadella

È evidente come i risultati mensili siano molto simili, ad indicare che le prestazioni dell'impianto, verificate tramite modello, rispettano le prestazioni energetiche attese.

Confronto delle ore equivalenti

La stessa analisi è stata fatta per il calcolo delle ore equivalenti dell'impianto. I risultati sono mostrati in Figura 5-13. Anche in questo caso si possono fare considerazioni simili.

Capitolo 5

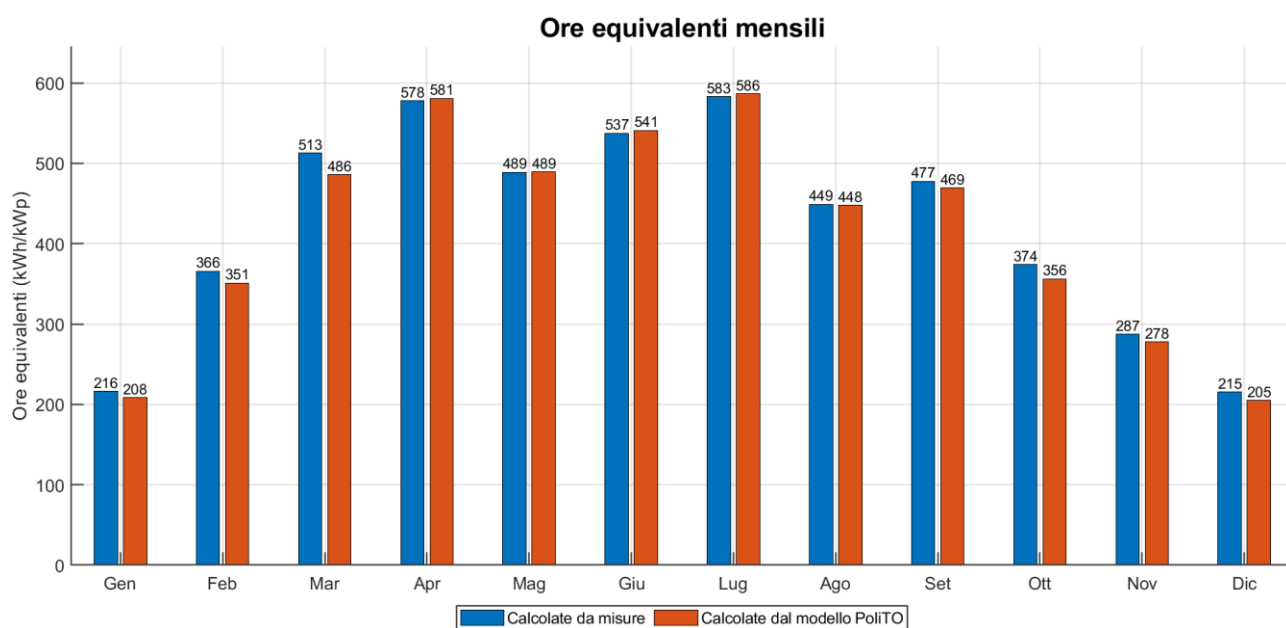


Figura 5-13: Confronto ore equivalenti dell'impianto Cittadella

5.2 Impianto Aule P

Nella presente sezione viene descritta l'applicazione della procedura di monitoraggio all'impianto Aule P. Questo viene fatto in ambiente Matlab tramite un codice che segue le fasi descritte nel Capitolo 3.

La struttura è uguale a quella della Sezione 5.1. Pertanto, ci si limita a mostrare i risultati ottenuti con le relative osservazioni, senza riprendere i concetti già riportati.

5.2.1 Definizione dei parametri caratteristici

I parametri caratteristici dell'impianto Aule P necessari per l'applicazione del modello, suddivisi nelle tre categorie, sono riassunti nella Tabella 5-6 sottostante.

Questi dati sono direttamente definiti nel codice Matlab, senza la necessità di essere importati da alcun database, in quanto parametri costanti del modello. Costituiscono quindi la prima vera fase preliminare, propedeutica all'avvio della procedura di monitoraggio.

Caratteristiche del sito di installazione	Latitudine φ (°)	45,06
	Longitudine λ (°)	7,66
	Longitudine di riferimento λ_{rif} (°)	-15
	Azimut γ (°)	28
	Angolo di tilt β (°)	10
	Anno di installazione	2018

Caratteristiche dell'inverter	P_0 (kW)	0,099
	C_L (-)	0,005
	C_Q (1/kW)	$4,03 \cdot 10^4$
	G_0 (W/m ²)	30
Caratteristiche dei moduli	P_{STC} (kW)	49,7
	NOCT (°C)	46
	γ_{th} (%/°C)	-0,29

Tabella 5-6: Elenco dei parametri caratteristici per l'impianto Aule P

5.2.2 Importazione delle grandezze meteorologiche ed elettriche e filtraggio dei dati

Nel caso dell'importazione di dati per le Aule P, il procedimento è uguale a quello descritto per l'impianto Cittadella. Le grandezze di interesse per l'importazione sono le stesse e gli schemi MySQL di partenza rimangono: lo schema "pv_polito" e lo schema "pv_polito_dati_meteo_corretti_traslati". Anche nel caso di questo impianto sorge la problematica legata all'allineamento dei dati acquisiti dai sensori. Il secondo schema dunque, contiene i dati corretti grazie al codice "Allineamento_MAIN_TC_.mlx" e pronti per essere acquisiti in input dal programma Matlab principale, in cui viene applicata la procedura.

Il filtraggio dei dati segue lo schema proposto dalla Sezione 3.3, con l'obiettivo di gestire i dati temporali mancanti, i valori anomali di irradianza e potenza e i valori nulli degli stessi, per l'impianto Aule P. Occorre però porre una particolare attenzione sull'ultima fase dello step del filtraggio dei dati, ovvero quello dedicato alla correzione di valori anomali di potenza. Infatti, mentre tutte le altre fasi di filtraggio sono applicate a tutto il set di dati importato dal database MySQL, in quest'ultimo step il filtro viene applicato solo al dataset interessato

dall'ottimizzazione, che nel caso dell'impianto Aule P corrisponde all'anno 2023. In questo modo si va a definire il dataset ultimo che sarà oggetto della doppia ottimizzazione

5.2.3 Modello energetico ottimizzato PoliTO

In seguito alla definizione dei dati costanti di partenza e all'importazione dei dati storici di monitoraggio si applicano le due fasi dell'ottimizzazione al dataset dell'impianto Aule P. In questa sezione vengono mostrati i risultati di entrambi e vengono fatte alcune considerazioni mirate ad una migliore comprensione dei risultati finali del modello energetico PoliTO.

La presente sezione segue il medesimo schema sviluppato per la Sezione 5.1.3

5.2.3.1 Risultati ottimizzazione a doppio step

Anche per il set di parametri ottenuto dalla prima ottimizzazione per le Aule P, si rimanda ai limiti imposti e riportati nella Tabella 3-3 della Sezione 3.4.2.

I valori dei parametri ottimizzati per l'impianto Aule P per il semestre estivo sono riportati nella Tabella 5-7 seguente.

	γ_{th} (%/°C)	G_0 (W/m ²)	P_0 (kW)	C_L (-)	C_Q (1/kW)
Valore di partenza	-0,29%	30	0,10	0,005	4,03 10 ⁴
Valore ottimizzato	-0,41%	41,29	0,12	0,006	4,83 10 ⁴

Tabella 5-7: Set di parametri ottimizzati dalla prima ottimizzazione – Impianto Aule P

Capitolo 5

Anche in questo caso, si osserva un generale incremento dei parametri rispetto al modello base. Si giunge dunque alle stesse conclusioni dell'impianto Cittadella: il modello ottimizzato porta ad una generale stima più alta delle perdite legate alle temperature elevate, alla bassa irradianza e alla conversione DC/AC dell'inverter.

La Tabella 5-8 riporta i coefficienti ottimizzati nel secondo step.

	MATTINO				POMERIGGIO			
Mese	a3,AM	a2,AM	a1,AM	a0,AM	a3,PM	a2,PM	a1,PM	a0,PM
Gen	-0,10	0,38	-0,41	0,14	0,11	0,37	-0,47	0,13
Feb	0,09	0,31	-0,43	0,13	0,25	0,47	-0,49	0,11
Mar	0,19	0,41	-0,41	0,08	0,44	0,90	-0,50	0,06
Apr	0	0	0	0	0	0	0	0
Mag	0	0	0	0	0	0	0	0
Giu	0	0	0	0	0	0	0	0
Lug	0	0	0	0	0	0	0	0
Ago	0	0	0	0	0	0	0	0
Set	0	0	0	0	0	0	0	0
Ott	0,38	0,90	-0,45	0,05	0,31	0,90	-0,37	0,03
Nov	0,61	0,90	-0,60	0,08	0,72	0,76	-0,59	0,09
Dic	0,18	0,21	-0,43	0,14	0,29	0,33	-0,50	0,13

Tabella 5-8: Coefficienti ottimizzati dalla seconda ottimizzazione – Impianto Aule P

Per l'impianto Aule P, si osserva che nei mesi invernali interessati dal fattore d'ombra il valore del termine noto risulta pressoché simile sia al mattino sia al pomeriggio: ciò indica una distribuzione relativamente uniforme dell'ombratura lungo l'intera giornata, senza differenze significative tra le due fasce orarie.

Si nota inoltre come nei mesi di gennaio, febbraio e dicembre il termine noto a_0 presenta un valore superiore a 0,1 sia al mattino che al pomeriggio, ad indicare una maggiore influenza dell'ombratura. Un termine noto più alto indica infatti implica una riduzione della stima della potenza generata tramite modello ottimizzato. Ci si può dunque aspettare che quelli siano i mesi in cui la discrepanza tra modello base e modello ottimizzato è maggiore. Questo risultato è coerente con l'andamento del fenomeno stagionale.

5.2.3.2 Selezione del modello PoliTO

Anche per questo impianto si procede con la selezione del modello migliore, per delineare il modello finale PoliTO.

La Tabella 5-9 riporta i valori di NRMSE ottenuti per ciascun mese e il modello conseguentemente selezionato per la definizione del modello finale PoliTO.

Anche in questo caso si conferma la tendenza di migliori prestazioni del modello ottimizzato nei mesi invernali e di quello non ottimizzato nei mesi estivi.

Capitolo 5

Mese	NRMSE_non_ott_%	NRMSE_ott_%	Modello_scelto
Gen	19,6	5,8	Modello ottimizzato
Feb	22,5	4,8	Modello ottimizzato
Mar	14,5	6,3	Modello ottimizzato
Apr	11,3	14,5	Modello non ottimizzato
Mag	7,6	8,9	Modello non ottimizzato
Giu	8,0	8,7	Modello non ottimizzato
Lug	9,2	9,8	Modello non ottimizzato
Ago	19,7	19,9	Modello non ottimizzato
Set	11,5	12	Modello ottimizzato
Ott	7,5	6,4	Modello non ottimizzato
Nov	13,3	7,3	Modello ottimizzato
Dic	21,2	5,3	Modello ottimizzato

Tabella 5-9: Risultati della selezione del modello per definire il modello finale PoliTO – Impianto Aule P

Capitolo 5

Di nuovo, risulta che l'impianto Aule P operi a percentuali della potenza nominale medio-basse. Questo è evidente dalla distribuzione della frequenza della potenza a cui lavora l'impianto, mostrata in Figura 5-14.

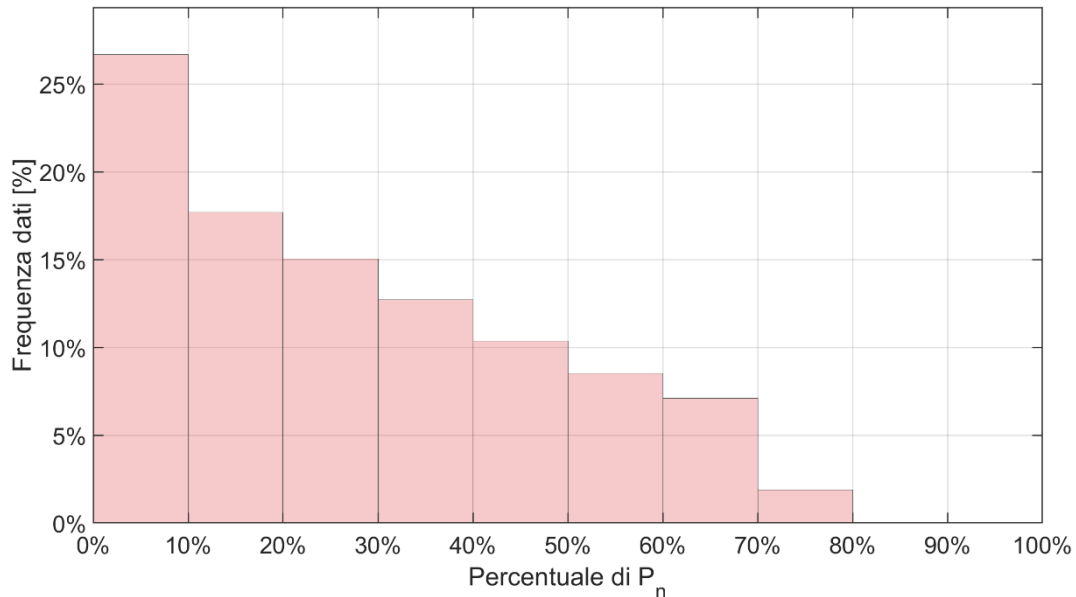


Figura 5-14: Distribuzione della potenza relativa a cui opera l'impianto Aule P

Le osservazioni che possono essere fatte riprendono quelle dell'impianto Cittadella.

5.2.3.3 Calcolo delle metriche d'errore

Anche per questo impianto, vengono mostrati i risultati delle metriche d'errore NRMSE, NMBE e NMAE mensili. Verranno in seguito discusse le metriche giornaliere abbinate ai rispettivi profili di potenza giornalieri.

Analisi dataset intero

Nella Figura 5-15 è riportato il NRMSE, per ogni mese dell'anno, calcolato tra il valore stimato tramite modello e il valore misurato.

Capitolo 5

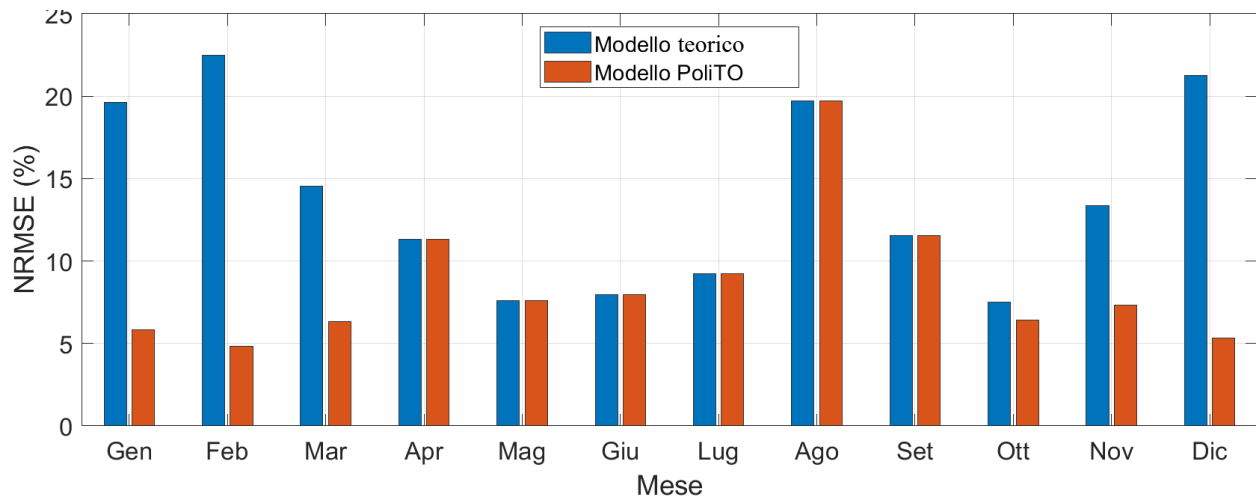


Figura 5-15: NRMSE mensile – Impianto Aule P 2023

Il modello base presenta valori di NRMSE molto elevati nei mesi invernali (tra il 20% e il 23% nei mesi di gennaio, febbraio e dicembre), valore decisamente ridotto nel caso del modello PoliTO. Si nota un risultato migliore e stabile, contenuto circa tra il 5% e il 10%, eccezione fatta per il mese di agosto.

I risultati del NMAE mensile per l'impianto Aule P sono riportati in Figura 5-16.

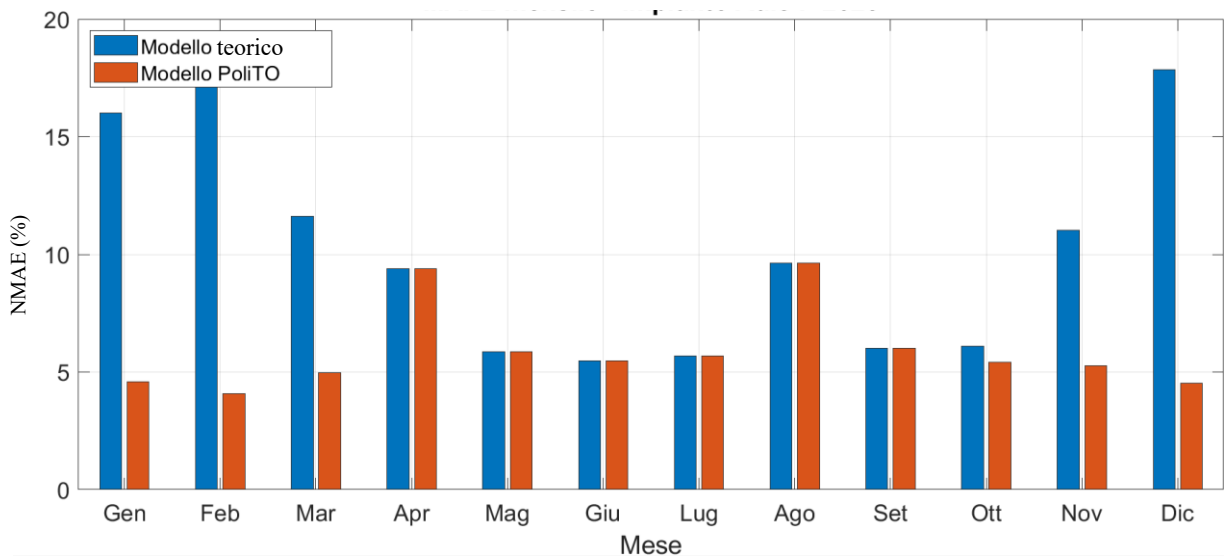


Figura 5-16: NMAE mensile – Impianto Aule P

Capitolo 5

Dall'analisi mensile emerge che il modello base presenta valori superiori al 15% nei mesi di gennaio, febbraio e dicembre, mentre in primavera ed estate gli scostamenti si riducono, attestandosi tra il 6 e il 10%. Il modello PoliTO, al contrario, mantiene valori di errore molto contenuti e pressoché costanti durante tutto l'anno, generalmente compresi tra il 4 e il 6%, inclusi i mesi critici invernali.

Per le metriche NRMSE e NMAE si nota che, in generale, per il modello PoliTO i valori aumentano per il semestre estivo. Questo perché il modello ottimizzato non descrive in modo accurato la produzione di potenza e dunque viene imposto il modello teorico, che rimane in ogni caso un modello base.

La Figura 5-17 riporta i risultati mensili del NMBE.

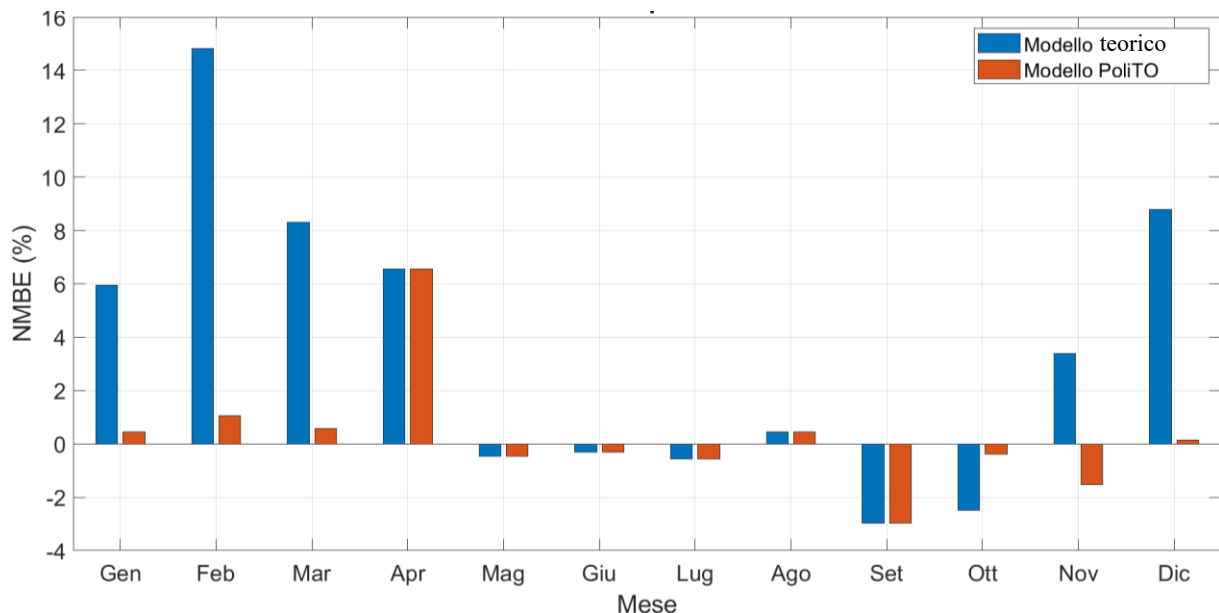


Figura 5-17: NMBE mensile – Impianto Aule P

Per definizione, valori di NMBE positivi indicano una sovrastima della produzione da parte del modello, mentre valori negativi indicano una sottostima rispetto ai dati misurati. Per il modello base emerge una sovrastima nei mesi invernali, a febbraio viene raggiunto addirittura il 15% di errore, mentre il modello PoliTO mantiene scostamenti contenuti lungo tutto l'anno.

Il MBE in questa forma normalizzata consente di avere un indicatore in %

immediatamente leggibile, rispetto a valori in kW difficilmente interpretabili.

Analisi dello scarto percentuale di miglioramento

La Tabella 5-10 raccoglie gli scarti percentuali di miglioramento delle metriche del modello PoliTO rispetto al modello base.

Mese	$\Delta\text{NRMSE (\%)}$	$\Delta\text{NMAE (\%)}$	$\Delta\text{NMBE (\%)}$
Gennaio	70,4	71,3	92,4
Febbraio	78,6	77,8	92,9
Marzo	56,3	57,2	92,9
Ottobre	14,8	11,4	84,7
Novembre	45,1	52,3	54,6
Dicembre	74,8	74,6	98,4

Tabella 5-10: scarti percentuali di miglioramento delle metriche di errore – Aule P

In questo caso, il NRMSE si riduce in un range che parte da un minimo di 14,8% nel mese di ottobre e un massimo di 78,6% a febbraio. Anche il NMAE conferma questa tendenza, con miglioramenti che oscillano tra l'11,4% di ottobre e il 77,8% di febbraio. L'NMBE evidenzia miglioramenti ancora più marcati: riporta la minore percentuale di miglioramento a novembre, pari al 54,6%, mentre a dicembre migliora del 98,4%, segno che il modello PoliTO riduce quasi completamente la distorsione sistematica presente nel modello teorico.

La Figura 5-18 riporta questi risultati in un istogramma, per una chiara visualizzazione.

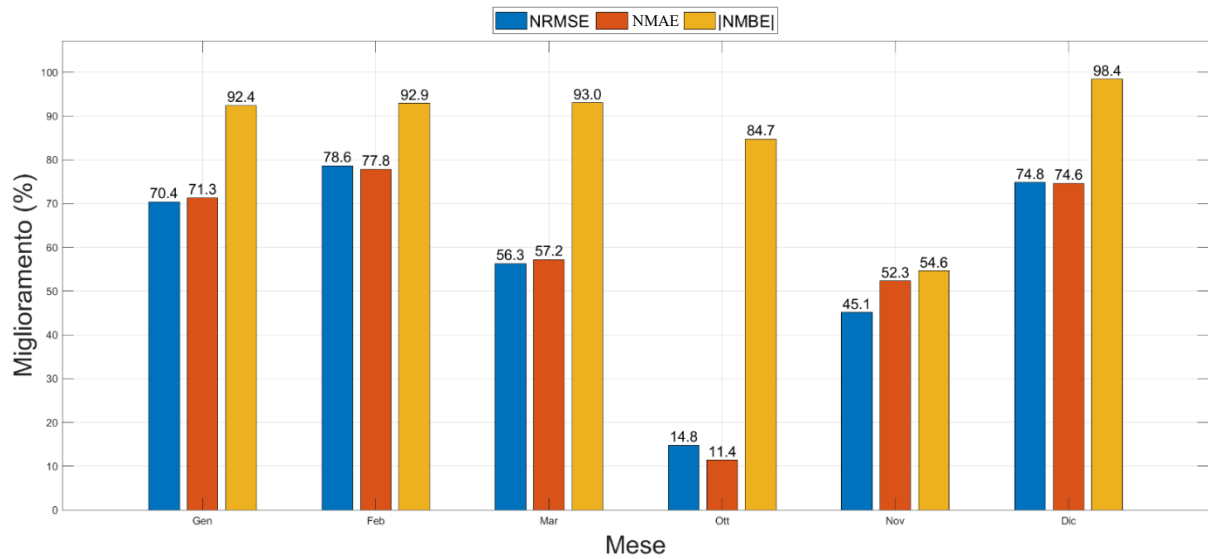


Figura 5-18: Istogramma degli scarti percentuali di miglioramento delle metriche di errore – Impianto Aule P

5.2.3.4 Profili di produzione giornalieri in condizioni operative differenti

In questa sezione verranno analizzate diverse condizioni operative dell'impianto Aule P per mezzo dell'analisi dei profili di produzione giornalieri.

Giornata a cielo sereno e media irradianza

Nella Figura 5-19 sono rappresentati i profili di produzione del 7 ottobre 2023. Per questo è un esempio di giornata a cielo sereno e media irradianza, entrambi i modelli descrivono bene la produzione di potenza. In questo caso, le metriche d'errore giornaliera del modello base sono leggermente migliori rispetto al modello PoliTO, ma questa giornata riportata non rappresenta l'andamento individuato del mese di ottobre in fase di selezione del modello appropriato, visto che da un punto di vista mensile è preferibile il modello PoliTO. Viene però riportata in quanto serve per confermare l'accuratezza dei due modelli in condizioni di cielo sereno.

Nella giornata analizzata è misurata una produzione di energia pari a 151 kWh.

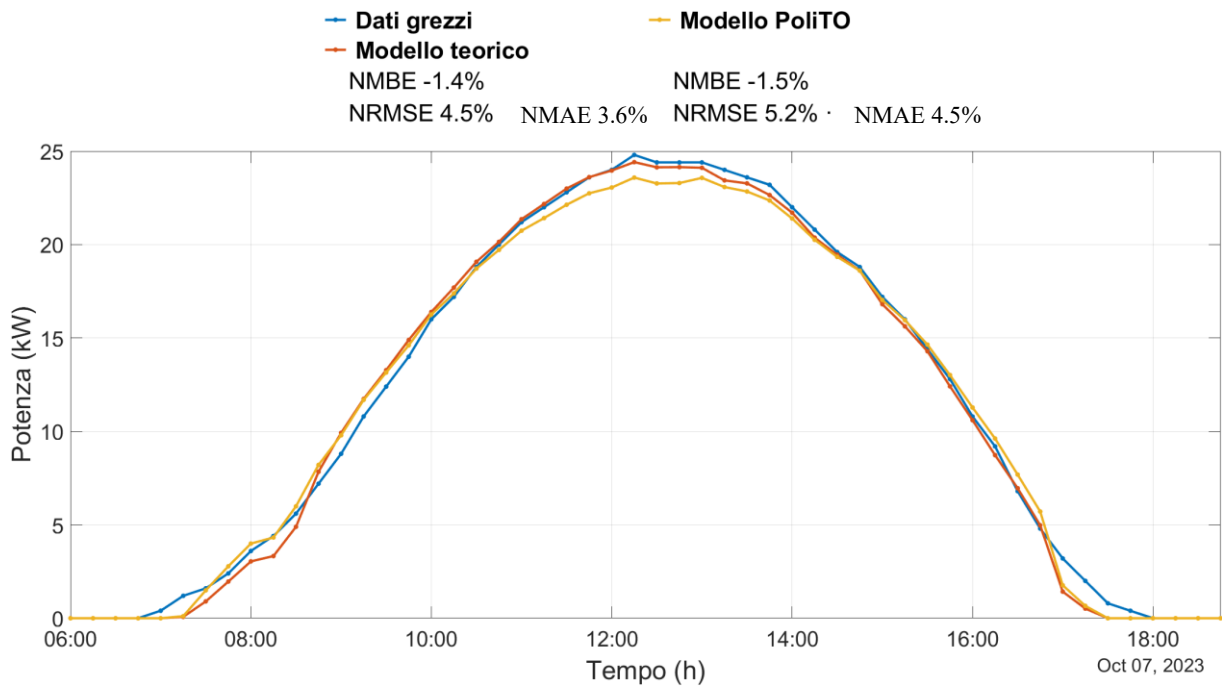


Figura 5-19: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno e media irradianza – Impianto Aule P

Giornata a cielo sereno e bassa irradianza

In Figura 5-20 sono riportati i profili di produzione dell'11 dicembre 2022. Anche in questo caso la giornata non presenta particolari ombrazioni, ma l'irradianza è minore del caso precedente e si può iniziare a notare una migliore stima della produzione da parte del modello PoliTO.

L'energia prodotta in questa giornata arriva a 75kWh.

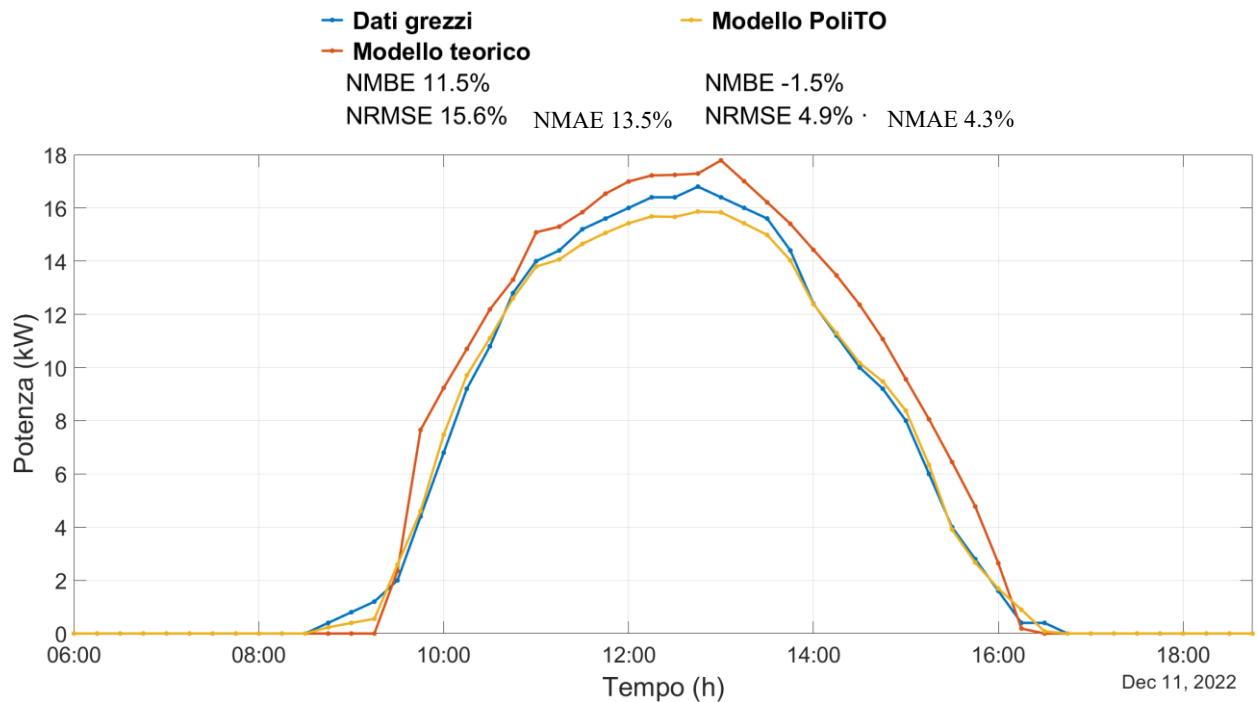


Figura 5-20: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno e bassa irradianza – Impianto Aule P

Giornata con ombra distribuita

In Figura 5-21 è riportata una giornata rappresentativa dei profili di produzione nei mesi in cui il miglioramento percentuale delle metriche del modello PoliTO sono particolarmente rilevanti, come mostrato nella Sezione 5.2.3.3. La giornata del 20 dicembre 2024 presenta ombra distribuita. Questa riduzione di potenza dovuta ad ombra è quantificata in maniera accurata dal modello PoliTO. Questo fenomeno si verifica in maniera analoga negli altri mesi del semestre invernale.

La produzione di energia di questa giornata, misurata da sensori, è pari a 56,5 kWh. Questo dato è confrontabile con l'energia generata, stimata da modello PoliTO, che ammonta a 56,3 kWh.

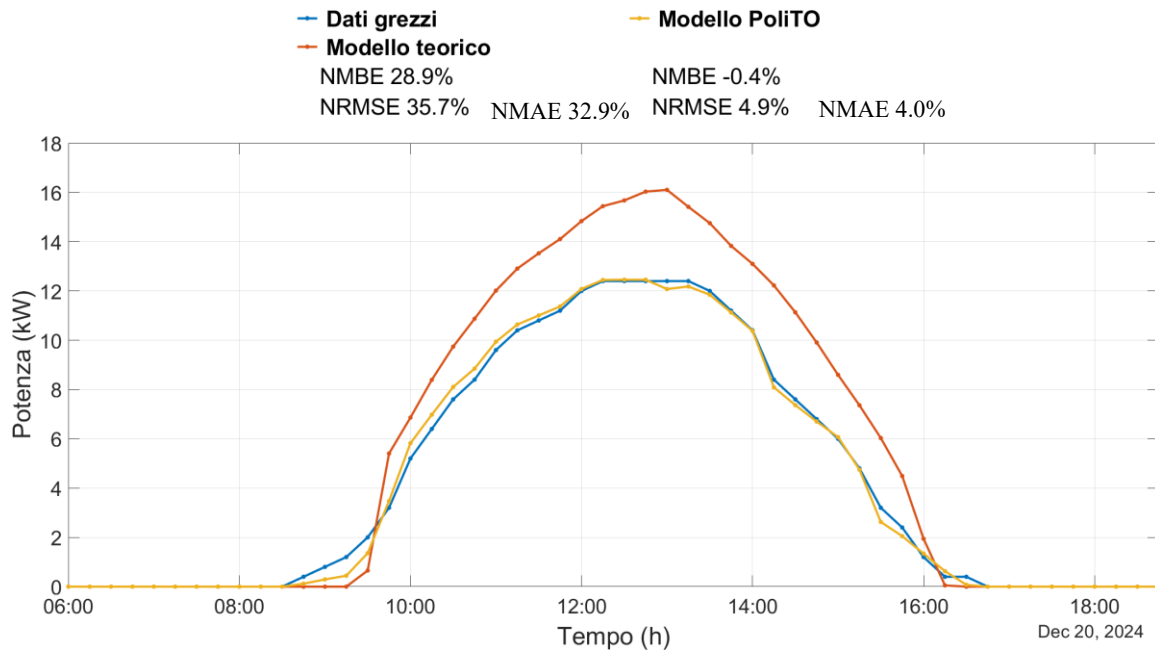


Figura 5-21: Profili di potenza per una giornata con ombra distribuita – Impianto Aule P

Giornata con ombra asimmetrica

L'analisi dei coefficienti ottimizzati nel secondo step di ottimizzazione, come sottolineato nella Sezione 5.2.3.1, mostra che per l'impianto Aule P, non è prevista alcuna asimmetria significativa tra le due metà della giornata. In effetti, i termini noti mensili sono abbastanza simili durante la prima e la seconda parte del giorno.

Tuttavia, l'analisi dei coefficienti ottimizzati permette di stabilire un andamento di carattere generale e non specifico. Nella giornata del primo dicembre 2024 è riportata una lieve asimmetria dell'ombratura tra mattina e pomeriggio, come mostrato nella Figura 5-22.

In generale, negli ultimi due esempi di profili giornalieri di produzione fotovoltaica si evidenzia una diminuzione della potenza generata rispetto alle stime del modello di riferimento, attribuibile alla presenza di ombratura. Tale fenomeno condiziona la producibilità dell'impianto in modo stagionale, in funzione sia della posizione degli ostacoli prossimi ai moduli sia della variazione dell'altitudine solare nel corso dell'anno.

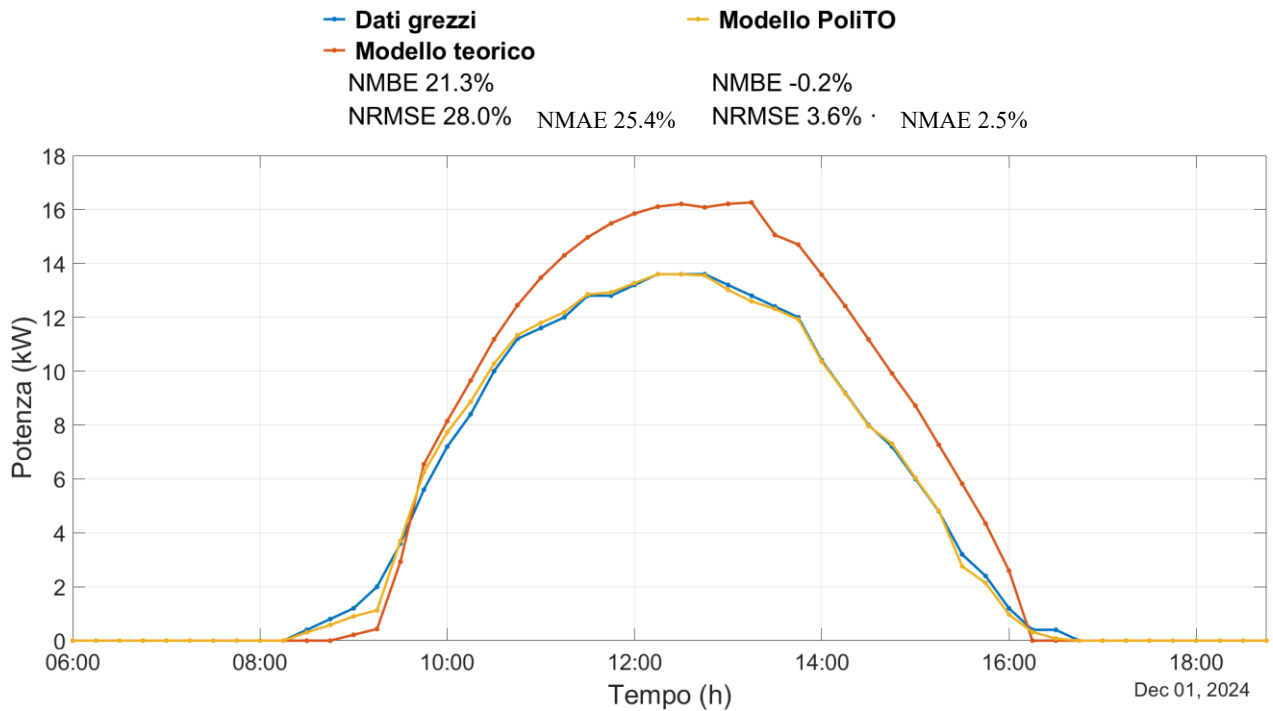


Figura 5-22: Profili di potenza per una giornata con ombra asimmetrica – Impianto Aule P

Giornata a cielo sereno estiva

La produzione fotovoltaica del 13 agosto 2022 è mostrata nella Figura 5-23. I profili di potenza reali misurati sono accuratamente rappresentati dal modello PoliTO, che in questo caso coincide con quello base, in questo esempio di giornata a cielo sereno, che rappresenta la maggior parte delle giornate del semestre estivo.

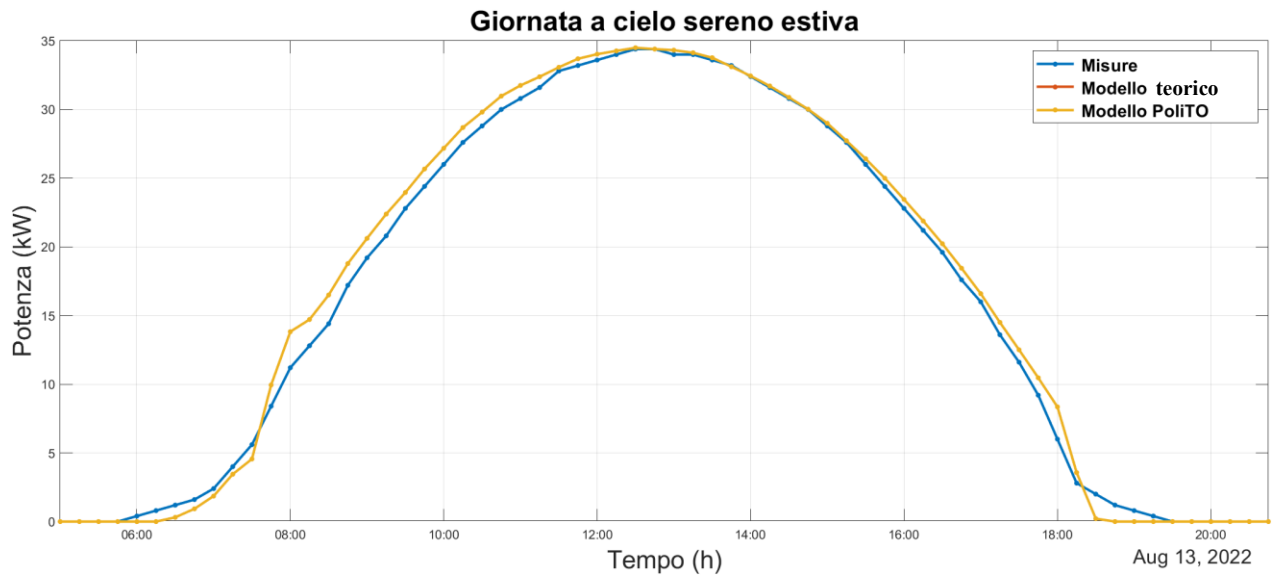


Figura 5-23: Profili di potenza per una giornata a cielo sereno estiva – Impianto Aule P

5.2.3.5 Confronto dei KPIs

In questa sezione viene ripetuta l'analisi svolta nella sezione 5.1.3.5, confrontando le prestazioni dell'impianto in termini di PR e di ore equivalenti, calcolati tramite valori misurati e valori stimati da modello PoliTO.

Confronto del Performance Ratio (PR)

La Figura 5-24 riporta i risultati del calcolo del PR nei due casi.

PR mensile 2023

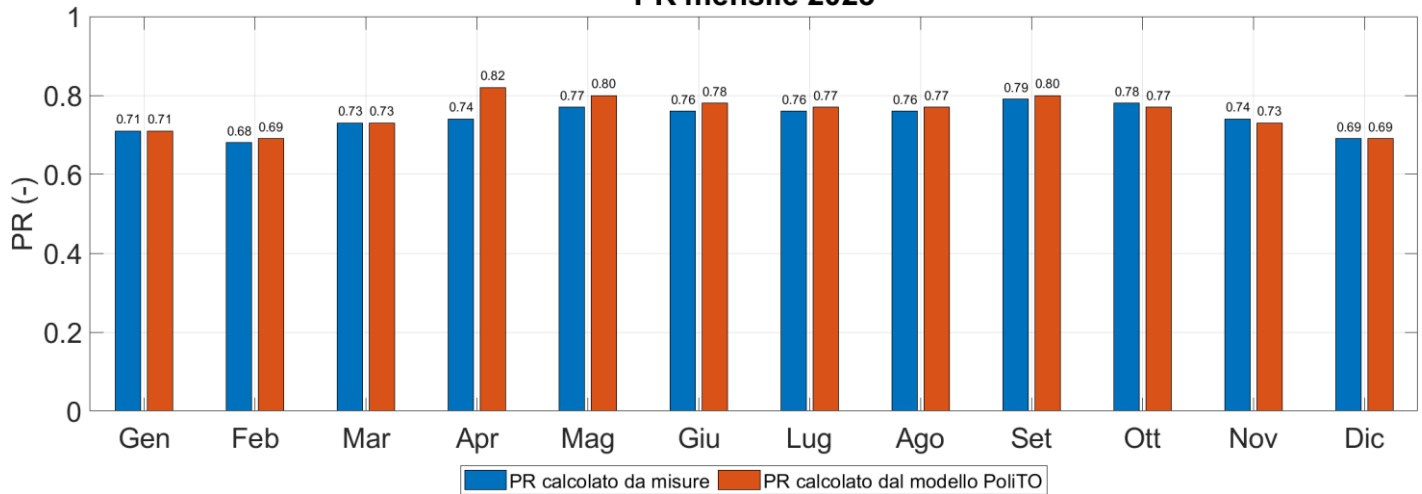


Figura 5-24: PR mensile – Impianto Aule P

È chiaro che i risultati mensili siano molto simili, indicando che le prestazioni dell'impianto verificate dal modello rispettano le prestazioni energetiche previste.

Confronto delle ore equivalenti

Per determinare le ore equivalenti dell'impianto, è stata condotta la stessa analisi. La Figura 5-25 mostra i risultati. Ci sono considerazioni simili anche in questo caso.

Ore equivalenti mensili 2023

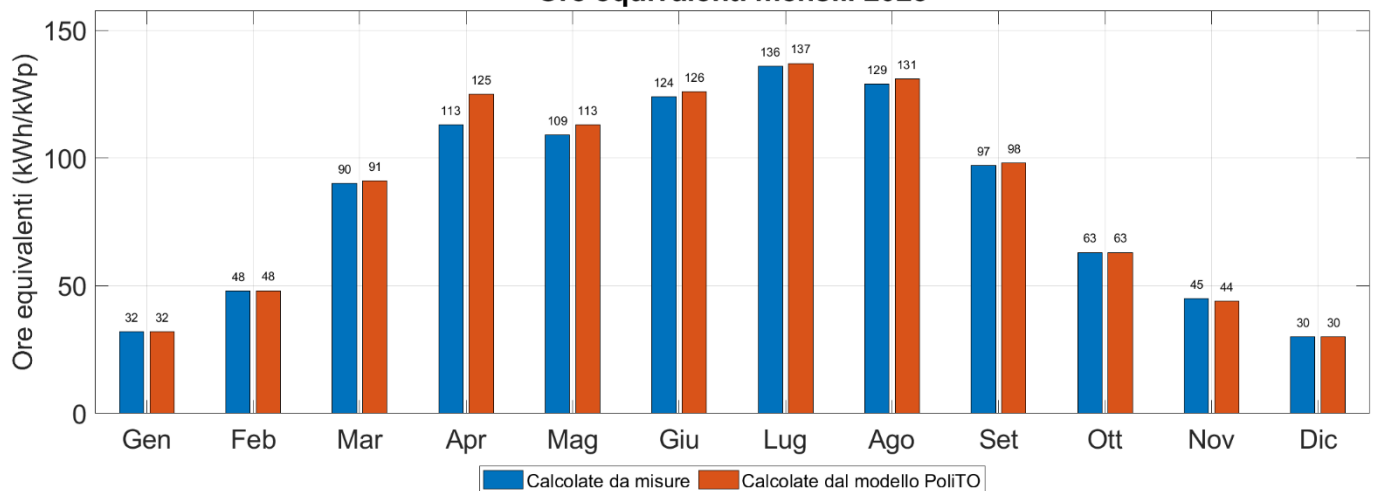


Figura 5-25: Ore equivalenti mensili – Impianto Aule P

Conclusioni

In questo lavoro di tesi, è stata proposta una metodologia innovativa per l'identificazione di un modello energetico ottimizzato, denominato “modello PoliTO”, al fine di monitorare e quantificare le prestazioni di impianti fotovoltaici affetti da fenomeni d'ombra. Il modello è definito mensilmente e si basa sulla scelta tra due modelli. Il primo è un modello teorico fornito da letteratura, mentre il secondo è un modello innovativo caratterizzato da un'ottimizzazione svolta in due step e particolarmente adatto a quantificare gli effetti dovuti a fenomeni d'ombra. La procedura per identificare il secondo modello vede come elemento centrale, per la modellazione delle ombre, l'introduzione di un fattore d'ombra. Questo fattore è definito da un polinomio del terzo ordine, il cui termine noto è un indicatore immediato della perdita di produzione dovuta alla presenza di ombre.

La procedura è stata applicata a due impianti del Politecnico di Torino di piccola e media taglia: i due sistemi hanno una potenza installata, rispettivamente, di 50 kW e 600 kW e sono caratterizzati da ombre concentrate, in particolar modo, nei mesi invernali. Entrambi gli impianti presentano lo stesso orientamento in direzione sud-ovest, con un angolo di azimut pari a 28° . L'impianto da 50kW ha un angolo di tilt pari a 10° , mentre quello da 600kW presenta un'inclinazione rispetto al piano orizzontale pari a 26° .

Dalla definizione del secondo modello, si è visto come i mesi più influenzati dalla presenza di ombre siano Gennaio, Novembre e Dicembre nella seconda metà della giornata per l'impianto da 600kW. Invece, l'impianto da 50kW è soggetto ad una maggiore influenza delle ombre nei mesi di Gennaio, Febbraio e Dicembre in modo più distribuito durante l'intera giornata.

Il confronto mensile tra i due modelli identificati è svolto comparando l'errore quadratico medio normalizzato sulla stima della potenza fotovoltaica. In base a tale confronto, si seleziona il modello con l'errore più basso. In particolare, il modello ottimizzato risulta superiore nei mesi invernali, mentre il modello teorico si dimostra più accurato in quelli estivi. Questo comportamento può essere spiegato analizzando i valori di potenza a cui operano gli impianti. Infatti, entrambi operano frequentemente a valori di potenza medio-bassi, con fattori di carico molto inferiori al 50% per la maggior parte del tempo. Tali livelli di potenza corrispondono a condizioni di funzionamento tipiche della stagione invernale, con una conseguente concentrazione elevata di dati sperimentali in condizioni di basso carico. Quindi l'algoritmo risulta più affidabile nella stima della produzione energetica nella

Conclusioni

stagione invernale.

Al fine di valutare il miglioramento del modello PoliTO rispetto al modello teorico da letteratura, il presente lavoro confronta le prestazioni dei due modelli nei mesi nei quali il modello PoliTO non coincide con quello teorico, ossia nei mesi prevalentemente invernali. Per quanto riguarda l'impianto da 600 kW, il Normalized Root Mean Square Error (NRMSE) del modello PoliTO conduce ad un miglioramento nella stima della potenza rispetto al modello teorico di un valore tra 9,8% (Marzo) e 69,5% (Dicembre). Il Normalized Mean Absolute Error (NMAE) presenta miglioramenti che oscillano tra il 7,9% a Marzo e 64,9% a Gennaio. Il Normalized Mean Bias Error (NMBE) riporta la minore percentuale di miglioramento a Marzo, pari al 9,4%, mentre, a Dicembre, il miglioramento è del 67,3%. Applicando il modello PoliTO all'impianto da 50 kW, il NRMSE si riduce in un range da 14,8% (Ottobre) e 78,6% (Febbraio). Anche il NMAE conferma questa tendenza, con miglioramenti che oscillano tra l'11,4% di Ottobre e il 77,8% di Febbraio. Il NMBE evidenzia miglioramenti ancora più marcati: riporta la minore percentuale di miglioramento a Novembre, pari al 54,6%, mentre a Dicembre migliora del 98,4%, segno che il modello PoliTO riduce quasi completamente l'errore dovuto alla presenza di ombre nel modello teorico.

Infine, valutando le prestazioni dell'impianto da 600 kW, si evince che il PR mensile va da un valore pari al 63% nel mese di Dicembre ad un massimo di 81% a Marzo. Nel complesso, a parte il valore di Dicembre che si presenta come sensibilmente più basso, l'andamento è generalmente stabile e indica buone prestazioni complessive dell'impianto. Calcolando il PR anche con il modello PoliTO si può dire che la stima della potenza è accurata e dunque il modello è adatto per essere utilizzato nell'analisi delle performance dell'impianto. Le stesse conclusioni possono essere tratte per l'impianto da 50 kW, dove il PR empirico assume valori compresi tra un minimo di 68% a Febbraio e 79% a Settembre.

La procedura di monitoraggio proposta presenta, nel complesso, buoni risultati finali per gli impianti a cui è stata applicata e per i periodi analizzati. È un metodo a basso costo per monitorare in modo accurato le prestazioni degli impianti fotovoltaici e diagnosticare perdite stagionali dovute a condizioni di funzionamento non ideali, quali la presenza di ombre. La procedura è particolarmente indicata per impianti fissi, tipicamente installati su tetti urbani, dove la presenza di ostacoli e installazioni permanenti (edifici adiacenti, camini, parapetti, vegetazione) può frequentemente generare ombre sui moduli.

Bibliografia

- [1] IRENA, *Prospettive sulla transizione energetica mondiale: Verso 1,5 °C*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023.
- [2] International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2024*. Parigi: IEA, 2024. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- [3] United Nations Environment Programme (UNEP), *Emissions Gap Report 2024*. Nairobi: UNEP, 2024. <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2024>
- [4] IPCC, *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report*. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2023. doi:10.59327/IPCC/AR6-9789291691647. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>
- [5] QualEnergia.it, *Transizione energetica in Italia: bilancio 2024 — essere soddisfatti?*. <https://www.qualenergia.it/articoli/transizione-energetica-italia-bilancio-2024-essere-soddisfatti/>
- [6] Gruppo Iren, *L'energia rinnovabile nel 2024 ha coperto il 41% del fabbisogno nazionale*. <https://www.gruppoiren.it/it/everyday/focus-on/2025/energia-rinnovabile-nel-2024-ha-coperto-il-41-per-cento-del-fabbisogno-nazionale.html>
- [7] ENEA, *Analisi trimestrale del sistema energetico italiano – Anno 2024*. Roma: ENEA, 2024. <https://www.pubblicazioni.enea.it/le-pubblicazioni-enea/analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano/fascicoli-2025/analisi-trimestrale-del-sistema-energetico-italiano-anno-2024.html>
- [8] Società Energia Italia, *Fotovoltaico in Italia: crescita, opportunità e sfide nel percorso verso la sostenibilità energetica*. <https://www.societaenergiaitalia.com/fotovoltaico-in-italia-crescita-opportunita-e-sfide-nel-percorso-verso-la-sostenibilita-energetica/>

Bibliografia

- [9] Terna, *Dati: Generazione — Installato rinnovabili*.
<https://dati.terna.it/generazione#installato-rinnovabili>
- [10] Eurostat, *Renewable energy statistics (Statistics Explained)*.
https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics
- [11] Eurostat, *News — Renewable energy statistics* (19 Mar 2025).
<https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250319-1>
- [12] M. A. Green, *Third Generation Photovoltaics: Advanced Solar Energy Conversion*. Springer, 2006.
- [13] A. Luque, S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, 2^a ed. Wiley, 2011.
- [14] S. Wenham, M. Green, M. Watt, R. Corkish, *Applied Photovoltaics*. Routledge, 2011.
- [15] Fraunhofer ISE, *Photovoltaics Report*. 2023.
- [16] GSE, *Guida al Conto Energia – Impianti fotovoltaici*. 2023.
- [17] J. A. Duffie, W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley, 2013.
- [18] DeltaEnergie, *Pannelli fotovoltaici*. <https://www.deltaenergie.it/solare-fotovoltaico/pannelli-fotovoltaici/>
- [19] IEA, *Fossil Fuel Consumption Subsidies 2022 — Analysis*. 2023.
- [20] IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2025*. 2025.
<https://www.irena.org/Publications/2025/Mar/Renewable-capacity-statistics-2025>
- [21] IEA, *A renewed pathway to net zero emissions (Net Zero Roadmap)*.
<https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach/a-renewed-pathway-to-net-zero-emissions>
- [22] IEA, *Net Zero by 2050 — A Roadmap for the Global Energy Sector. Summary for Policy Makers (CORR)*.
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ebafc81-74ed-412b-9c60-5cc32c8396e4/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector->

Bibliografia

- SummaryforPolicyMakers_CORR.pdf
- [23] PVEducation, *The photovoltaic effect*.
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/the-photovoltaic-effect>
- [24] A. Ciocia, G. Chicco, F. Spertino, Optimisation of Generation Models for Clusters of Photovoltaic Plants, in *Proc. MELECON 2022 – IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, 2022, pp. 849–854.
doi:10.1109/MELECON53508.2022.9842923.
- [25] A. Ciocia, G. Chicco, F. Spertino, *An Improved Model for AC Power From Grid Connected Photovoltaic Systems and Comparison With Large Scale Hourly Measured Data*, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 60, n. 3, pp. 4458–4469, 2024. doi:10.1109/TIA.2024.3359121.
- [26] SolarnPlus, *How temperature impacts solar cell efficiency*.
<https://www.solarnplus.com/how-temperature-impacts-solar-cell-efficiency/>
- [27] S. Preet, *A review on the outlook of thermal management of photovoltaic panel using phase change material*, *Energy and Climate Change*, vol. 2, 100033, 2021. doi:10.1016/j.egycc.2021.100033
- [28] PVsyst, *NOCT — Definition (Help)*. https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/noct_definition.htm
- [29] ScienceDirect Topics, *Solar incidence angle*.
<https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/solar-incidence-angle>
- [30] F. Mavromatakis, F. Vignola, B. Marion, *Low irradiance losses of photovoltaic modules*, *Solar Energy*, vol. 157, pp. 496–506, 2017.
doi:10.1016/j.solener.2017.08.062
- [31] Maysun Solar, Coefficiente di temperatura e pannelli solari: guida 2025. 2025. <https://www.maysunsolar.it/blog/coefficiente-di-temperatura-e-pannelli-solari-guida-2023>
- [32] PVEducation, *Effect of temperature*.
<https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/effect-of-temperature>

Bibliografia

- [33] F. Spertino, “Dispense del corso ‘Solar photovoltaic systems’, 2023”
- [34] H. Abdulla, A. Sleptchenko, A. Nayfeh, *Photovoltaic systems operation and maintenance: A review and future directions*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 195, 114342, 2024.
doi:10.1016/j.rser.2024.114342.
- [35] KDnuggets, *7 Types of Artificial Neural Networks for NLP*.
<https://www.kdnuggets.com/2017/10/7-types-artificial-neural-networks-natural-language-processing.html>
- [36] A1 SolarStore, *What’s in the datasheet? A guide to reading solar panel specs*. <https://a1solarstore.com/blog/whats-in-the-datasheet-a-guide-to-reading-solar-panel-specs.html>

Appendice

SunForte PM096B00

Mono-Crystalline
Photovoltaic Module



Power Range
320 ~ 335 Wp



Highly Strengthened Design
Module complies with advanced loading tests to meet 5400 Pa loading requirements



Resistance to Salt Corrosion and Humidity
Module complies with IEC 61701: Salt Mist Corrosion Testing



Back Contact Cells
No string in the front side enhances light conversion space



IP-67 Rated Junction Box
Advanced water and dust proof level



Transformer-less
Validates the compatibility with transformer-less inverters at high system voltage.



PID-Resistance
Certified High PID resistance. Diamond Level



Superior Performance at High Temperatures
Less power loss in hot weather conditions due to the low temperature coefficient



Appendice

SunForte PM096B00 (320 ~ 335 W_p)

Electrical Data

Typ. Nominal Power P _N	320W	325W	327W	330W	333W	335W
Typ. Module Efficiency	19.6%	19.9%	20.1%	20.3%	20.4%	20.6%
Typ. Nominal Voltage V _{mp} (V)	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7	54.7
Typ. Nominal Current I _{mp} (A)	5.86	5.94	5.98	6.04	6.09	6.13
Typ. Open Circuit Voltage V _{oc} (V)	64.8	64.9	64.9	64.9	64.9	64.9
Typ. Short Circuit Current I _{sc} (A)	6.27	6.39	6.46	6.52	6.58	6.62
Maximum Tolerance of P _N	0 / +3%					

* Above data are the effective measurement at Standard Test Conditions (STC)

* STC: Irradiance 1000 W/m², spectral distribution AM 1.5, temperature 25 ± 2 °C, in accordance with EN 60904-3

Temperature Coefficient

NOCT	45 ± 2 °C
Typ. Temperature Coefficient of P _N	-0.33 % / K
Typ. Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.26 % / K
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.05 % / K

* NOCT: Normal Operation Cell Temperature, measuring conditions: irradiance 800 W/m², AM 1.5, air temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Mechanical Characteristics

Dimensions (L x W x H)	1559 x 1046 x 46 mm (61.38 x 41.18 x 1.81 in)
Weight	18.6 kg (41.0 lbs)
Front Glass	High transmission tempered glass with AR-Tech, 3.2 mm (0.13 in)
Cell	96 high efficiency back contact cells
Back Sheet	Composite film
Frame	Anodized aluminum frame
Junction Box	IP-67 rated with 3 bypass diodes
Connector Type & Cables	TE Connectivity PV4: 1 x 4 mm ² (0.04 x 0.16 in ²), Length: each 1.0 m (39.37 in)

Operating Conditions

Operating Temperature	-40 ~ +80 °C
Ambient Temperature Range	-40 ~ +45 °C
Max. System Voltage IEC/UL	1000V / 1000V
Serial Fuse Rating	20A
Maximum Surface Load Capacity	Tested up to 5400 Pa according to IEC 61215 (advanced test)

Warranties and Certifications

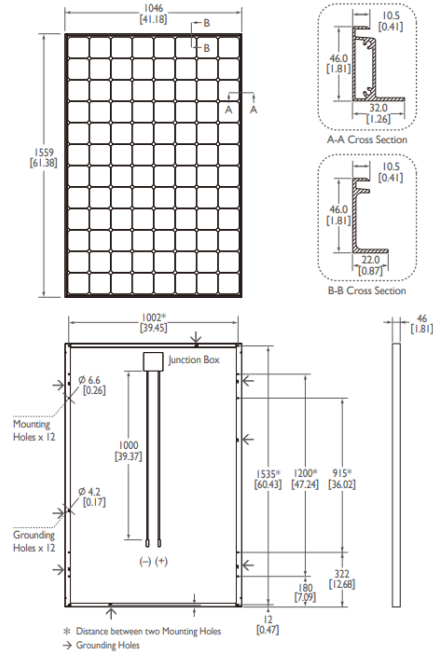
Product Warranty	Maximum 15 years for material and workmanship
Performance Guarantee	Guaranteed output of 95% for 5 years and linear degradation to 87% for 25 years
Certifications	According to IEC/EN 61215, IEC/EN 61730 and UL 1703 guidelines *

* Please confirm other certifications with official dealers

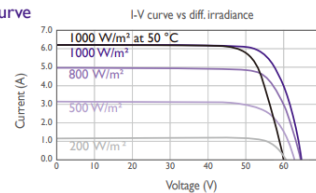
Packing Configuration

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pieces per pallet	22	22	22
Pallets per container	6	14	28
Pieces per container	132	308	616

Dimensions mm [inch]



I-V Curve



Current/voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature.

Dealer Stamp



AU Optronics Corporation

No. 1, Li-Hsin Rd. 2, Hsinchu Science Park, Hsinchu 30078, Taiwan
Tel: +886-3-500-8899 www.BenQSolar.com



BenQ Solar is a division of AU Optronics This datasheet is printed with Soy Ink
© Copyright May 2016 AU Optronics Corp. All rights reserved. Information may change without notice.



BenQ
Solar

Appendice



SunPower® X-Series Commercial Solar Panels | X21-345-COM

Helix™ Compatible Modules

Factory-installed flanges enable tool-free panel installation, decreasing installation time and minimizing business disruption.¹

More than 21% Efficiency

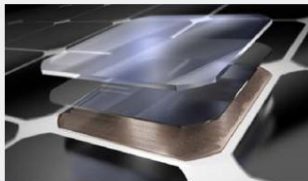
Captures more sunlight and generates more power than conventional panels.²

Maximum Performance

Designed to perform in demanding real-world conditions of high temperatures, partial shade from overhead wires, and low light.^{2,3,5}

Commercial Grade

Intended for commercial sites where maximum energy production is critical.



Maxeon® Solar Cells: Fundamentally better

Engineered for performance, designed for reliability.

Engineered for Peace of Mind

Designed to deliver consistent, trouble-free energy over a very long lifetime.^{4,5}

Designed for Reliability

The SunPower® Maxeon® Solar Cell is built on a solid copper foundation. Virtually impervious to the corrosion and cracking that degrade conventional panels.⁴

Same excellent durability as E-Series panels.

#1 Rank in Fraunhofer durability test.¹⁰

100% power maintained in Atlas 25+ comprehensive durability test.¹¹

High Performance & Excellent Reliability



SPR-X21-345-COM



Helix-compatible
module available

Highest Efficiency⁶

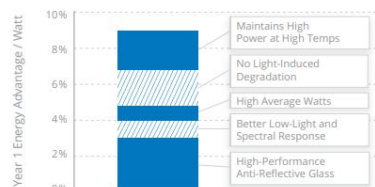
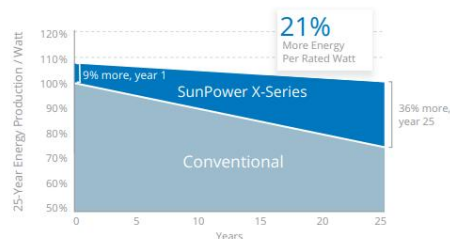
Generate more energy per square foot

X-Series commercial panels convert more sunlight to electricity by producing 38% more power per panel² and 70% more energy per square foot over 25 years.^{2,3,4}

Highest Energy Production⁷

Produce more energy per rated watt

More energy to power your operations. High year-one performance delivers 8–10% more energy per rated watt.³ This advantage increases over time, producing 21% more energy over the first 25 years to meet your needs.⁴



Datasheet

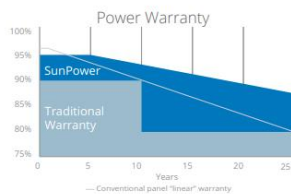
SUNPOWER®

Appendice

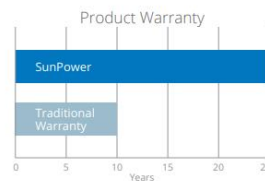


SunPower® X-Series Commercial Solar Panels | X21-345-COM

SunPower Offers The Best Combined Power And Product Warranty



More guaranteed power: 95% for first 5 years,
-0.4%/yr. to year 25⁸



Combined Power and Product defect 25-year coverage
that includes panel replacement costs⁹

Electrical Data

	SPR-X21-345-COM	SPR-X20-327-COM
Nominal Power (P _{nom}) ^{1,2}	345 W	327 W
Power Tolerance	+5/-3%	+5/-3%
Avg. Panel Efficiency ^{1,3}	21.5%	20.3%
Rated Voltage (V _{mpp})	57.3 V	57.3 V
Rated Current (I _{mpp})	6.02 A	5.71 A
Open-Circuit Voltage (V _{oc})	68.2 V	67.6 V
Short-Circuit Current (I _{sc})	6.39 A	6.07 A
Max. System Voltage	1000 V UL & 1000 V IEC	
Maximum Series Fuse	15 A	
Power Temp Coef.	-0.30% / °C	
Voltage Temp Coef.	-167.4 mV / °C	
Current Temp Coef.	3.5 mA / °C	

REFERENCES:

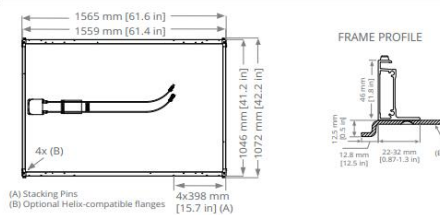
- Helix-compatible modules may not be compatible with other racking systems.
- All comparisons are SPR-X21-345 vs. a representative conventional panel: 250 W, approx. 1.6 m², 15.3% efficiency.
- Typically 8-10% more energy per watt, BEW/DNV Engineering "SunPower Yield Report," Jan 2013.
- SunPower 0.25%/yr degradation vs. 1.0%/yr conv. panel, Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate," SunPower white paper, Feb 2013; Jordan, Dirk "SunPower Test Report," NREL, Q1-2015.
- "SunPower Module 40-Year Useful Life" SunPower white paper, May 2015. Useful life is 99 out of 100 panels operating at more than 70% of rated power.
- Highest of over 3,200 silicon solar panels, Photon Module Survey, Feb 2014.
- 1% more energy than E-Series panels, 8% more energy than the average of the top 10 panel companies tested in 2012 (151 panels, 102 companies), Photon International, Feb 2013.
- Compared with the top 15 manufacturers, SunPower Warranty Review, May 2015.
- Some restrictions and exclusions may apply. See warranty for details.
- X-Series same as E-Series, 5 of top 8 panel manufacturers tested in 2013 report, 3 additional panels in 2014, Ferrara, C., et al. "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 2," Photovoltaics International, 2014.
- Compared with the non-stress-tested control panel, X-Series same as E-Series, tested in Atlas 25+ Durability test report, Feb 2013.
- Standard Test Conditions (1000 W/m² irradiance, AM 1.5, 25° C), NREL calibration Standard: SOMS current, LACCS FF and Voltage.
- Based on average of measured power values during production.
- Type 2 fire rating per UL1703:2013, Class C fire rating per UL1703:2002.
- See salesperson for details.

Tests And Certifications

Standard Tests ^{1,4}	UL1703 (Type 2 Fire Rating), IEC 61215, IEC 61730
Quality Certs	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
EHS Compliance	RoHS, OHSAS 18001:2007, lead free, REACH SVHC-163, PV Cycle
Sustainability	Cradle to Cradle Certified™ Silver (eligible for LEED points) ¹⁵
Ammonia Test	IEC 62716
Desert Test	10.1109/PVSC.2013.6744437
Salt Spray Test	IEC 61701 (maximum severity)
PID Test	Potential-Induced Degradation free: 1000 V ¹⁰
Available Listings	UL, TUV, JET, CSA, CEC

Operating Condition And Mechanical Data

Temperature	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)
Appearance	Class B
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxison Gen III
Tempered Glass	High-transmission tempered anti-reflective
Junction Box	IP-65, MC4 compatible
Weight	41 lbs (18.6 kg)
Max. Load	Wind: 50 psf, 2400 Pa, 244 kg/m ² front & back Snow: 112 psf, 5400 Pa, 550 kg/m ² front
Frame	Class 2 silver anodized; stacking pins



(A) Stacking Pins
(B) Optional Helix-compatible flanges

Please read the safety and installation guide.
Flanges installed on Helix-compatible modules only.
Flanges are not removable and may not be compatible with non-Helix-branded racking.

See www.sunpower.com/facts for more reference information.
For more details, see extended datasheet: www.sunpower.com/datasheets.

Document # 505815 Rev A /LTR_US

©May 2016 SunPower Corporation. All rights reserved. SUNPOWER, the SUNPOWER logo, HELIX, and MAXEON are trademarks or registered trademarks of SunPower in the US and other countries. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

SUNPOWER®