

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare



**Politecnico  
di Torino**

Tesi di Laurea Magistrale

**Sviluppo di un modello ottimizzato  
per il monitoraggio delle prestazioni di impianti  
fotovoltaici in presenza di ombre**

Relatore:

Prof. Filippo Spertino

Co-relatori:

Prof. Alessandro Ciocia

Ing. Gabriele Malgaroli

Candidato:

Tommaso Cassano

**Marzo 2025**

Anno Accademico 2024/2025



---

## Abstract

La transizione energetica verso fonti rinnovabili rappresenta una delle principali sfide della società contemporanea. L'obiettivo di tale processo consiste nel ridurre la dipendenza del settore di produzione di energia dalle fonti fossili, la cui combustione costituisce una delle principali cause del surriscaldamento globale. Attualmente, le tecnologie da fonti rinnovabili ricoprono un ruolo primario nel settore energetico. Nel 2023, in Italia il 38,1% della produzione di energia elettrica proveniva da fonti rinnovabili. Tra queste, il fotovoltaico rappresentava la fonte con la maggiore potenza installata, pari al 45,4% della potenza complessiva degli impianti da fonti rinnovabili. In questo contesto di grande sviluppo delle tecnologie fotovoltaiche e di installazione su larga scala di impianti, diventa fondamentale poter monitorare le prestazioni dei sistemi fotovoltaici, in maniera automatica, per garantire il corretto funzionamento, identificare eventuali anomalie ed intervenire per minimizzare le possibili perdite nella produzione di energia.

Il presente lavoro di tesi è incentrato sullo sviluppo di una procedura ottimizzata per il monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici soggetti a fenomeni di ombreggiamento, in cui non sia possibile effettuare una modellazione delle ombre attraverso appositi software di simulazione. La procedura proposta si basa sul confronto tra la produzione effettiva dell'impianto, misurata tramite appositi strumenti, e la produzione stimata tramite l'applicazione di un modello semi-empirico. I valori di produzione fotovoltaica stimati con il modello svolgono la funzione di benchmark, ovvero rappresentano il valore atteso qualora l'impianto operasse in maniera ottimale nelle condizioni operative reali. L'analisi del discostamento tra la produzione misurata e la produzione stimata permette di evidenziare eventuali anomalie e malfunzionamenti dell'impianto analizzato. La procedura proposta necessita, come grandezze di ingresso, uno storico di misure dei valori di temperatura dell'aria, di irradianza globale incidente sul piano dei moduli e di potenza generata dall'impianto fotovoltaico e dei valori storici di irraggiamento medio giornaliero in condizioni di cielo sereno, per ogni mese dell'anno, per la località del sito di installazione. Nel modello di stima della potenza generata dall'impianto fotovoltaico, per quantificare l'effetto dei fenomeni di ombreggiamento sulla produzione, viene implementato un fattore correttivo apposito, il cui valore può variare tra la prima metà della giornata e la seconda, per tenere in considerazione la variabilità delle ombre nell'arco della giornata. Tale

---

fattore correttivo è espresso con una equazione cubica, i cui coefficienti sono determinati attraverso un processo di ottimizzazione, che viene svolto separatamente per ciascun mese del semestre invernale, da ottobre fino a marzo, per stimare la variazione dell'effetto dei fenomeni di ombreggiamento nell'arco dell'anno. Nella procedura proposta, è presente un'analisi comparativa, attuata tramite il calcolo di apposite metriche di errore, tra il modello utilizzato e un modello ricavato da letteratura per valutarne l'accuratezza.

All'interno del lavoro di tesi la procedura per il monitoraggio delle prestazioni di sistemi fotovoltaici è applicata a due impianti del Politecnico di Torino, il primo caratterizzato da una potenza installata pari a 600 kWp, mentre il secondo da 50 kWp.

---

# Elenco dei contenuti

<b>Lista delle Figure .....</b>	<b>iv</b>
<b>Lista delle Tabelle .....</b>	<b>viii</b>
<b>1 Introduzione .....</b>	<b>1</b>
1.1 Transizione energetica .....	1
1.2 Produzione energetica da impianti fotovoltaici .....	5
1.2.1 Materiali semiconduttori .....	6
1.2.2 Cella fotovoltaica.....	7
1.2.3 Componenti di un impianto fotovoltaico.....	9
<b>2 Modello da letteratura per la stima della produzione fotovoltaica .....</b>	<b>12</b>
2.1 Introduzione.....	12
2.2 Modello di stima dei profili di produzione .....	13
2.2.1 Potenza DC generata dai moduli fotovoltaici.....	14
2.2.2 Potenza fotovoltaica AC generata .....	18
2.3 Miglioramenti del modello base .....	19
2.3.1 Fattore correttivo in condizioni di cielo non sereno .....	19
2.4 Modelli di stima delle grandezze fisiche richieste.....	21
2.4.1 Modello per il calcolo dell'irradianza su piano inclinato .....	22
2.4.2 Modello per il calcolo della temperatura della cella.....	25
2.5 Metriche di errore .....	26

---

2.6	Indicatori di performance degli impianti fotovoltaici.....	28
<b>3</b>	<b>Procedura per il monitoraggio delle prestazioni di impianti PV .....</b>	<b>30</b>
3.1	Step #1 – Definizione dei parametri caratteristici .....	32
3.2	Step #2 - Importazione dati .....	32
3.3	Step #3 - Pulizia dati.....	34
3.4	Step #4 – Determinazione dei parametri del modello PoliTO.....	36
3.4.1	Step #4A – Ottimizzazione parametri del modello energetico in condizioni di cielo sereno .....	38
3.4.2	Step #4B – Ottimizzazione parametri del modello energetico in condizioni di cielo variabile e ombreggiamenti .....	39
3.4.3	Step #4C – Calcolo delle metriche di errore .....	42
3.4.4	Step #4D – Scelta del modello migliore e definizione del modello PoliTO	42
3.5	Step #5 - Applicazione del modello PoliTO.....	43
<b>4</b>	<b>Impianti analizzati nel caso studio .....</b>	<b>45</b>
4.1	Panoramica degli impianti PV del Politecnico di Torino .....	45
4.1.1	Panoramica della potenza installata.....	48
4.1.2	Descrizione impianti analizzati nel caso studio.....	48
4.2	Sistemi di acquisizione dati .....	51
4.2.1	Acquisizione dati di irradianza globale .....	52
4.2.2	Acquisizione dati della stazione meteorologica .....	53
4.2.3	Acquisizione dati relativi all’energia elettrica generata .....	54
4.3	Problematiche dei sistemi di acquisizione.....	57
4.3.1	Problematica del conteggio degli impulsi per l’impianto “Ex Tornerie”	57
4.3.2	Disallineamento tra i profili di irradianza e di potenza .....	58

---

<b>5</b>	<b>Applicazione della procedura di monitoraggio .....</b>	<b>63</b>
5.1	Definizione dei parametri richiesti .....	63
5.2	Importazione grandezze meteorologiche ed elettriche .....	65
5.3	Risultati: Impianto Ex Tornerie (605 kWp) .....	66
5.3.1	Definizione del modello PoliTO .....	66
5.3.2	Profili di produzione giornalieri in condizioni operative differenti	67
5.3.3	Valore dei parametri ottimizzati .....	72
5.3.4	Calcolo delle metriche di errore .....	75
5.3.5	Applicazione del modello PoliTO e confronto dei KPIs.....	79
5.4	Risultati: Impianto Aule P (50 kWp).....	83
5.4.1	Definizione del Modello PoliTO .....	83
5.4.2	Profili di produzione giornalieri in condizioni operative differenti	84
5.4.3	Valore dei parametri ottimizzati .....	87
5.4.4	Calcolo delle metriche di errore .....	90
5.4.5	Applicazione del modello PoliTO e confronto dei KPIs.....	94
	<b>Conclusioni .....</b>	<b>97</b>
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>99</b>

---

## Lista delle Figure

Figura 1-1: Quota percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili sulla produzione totale per i diversi paesi UE [6] .....	3
Figura 1-2: Quota percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili sulla produzione totale di energia elettrica per i diversi paesi UE [6] .....	3
Figura 1-3: Potenza installata degli impianti da FER nel 2023 (MW) [7].....	4
Figura 1-4: Andamento della potenza installata (MW) per le varie FER in Italia [8].....	5
Figura 1-5: Bande di energia per le diverse tipologie di materiali [9] .....	6
Figura 1-6: Schema della cella fotovoltaica [9] .....	8
Figura 1-7: Passaggio da cella a modulo a sistema fotovoltaico [12].....	9
Figura 1-8: Schema impianto fotovoltaico [13] .....	10
Figura 2-1: Andamento $\eta_{low,G}$ per diversi valori di $G_0$ [16].....	15
Figura 2-2: Andamento giornaliero di $C_{th}$ per diversi valori di $\psi_{th}$ .....	16
Figura 2-3: Parametro ICC in condizioni meteorologiche differenti .....	20
Figura 2-4: Andamento del parametro $f_{cns}$ al variare di $ICC$ [16] .....	21
Figura 2-5: Geometria irradianza diretta [19] .....	23
Figura 3-1: Flowchart della procedura per il monitoraggio di impianti fotovoltaici .....	31
Figura 3-2: Flowchart processo di definizione dei parametri .....	36
Figura 3-3: Processo di ottimizzazione .....	38

---

Figura 4-1: Collocazione degli impianti fotovoltaici POLITO (tramite Google Earth) .....	46
Figura 4-2: Evoluzione della potenza installata al Politecnico di Torino .....	47
Figura 4-3: Visione dall'alto impianto "Ex Tornerie" (tramite Google Earth) .....	49
Figura 4-4: Visione dall'alto impianto "Aule P" (tramite Google Earth) .....	50
Figura 4-5: Schema del sistema di acquisizione dati .....	51
Figura 4-6: Esempio di piranometro .....	53
Figura 4-7: Esempio di pireliometro .....	53
Figura 4-8: Stazione meteorologica .....	54
Figura 4-9: Schema acquisizione dati di energia generata .....	55
Figura 4-10: Esempio di contatore fiscale .....	56
Figura 4-11: Unità di controllo GH Solutions .....	56
Figura 4-12: Periferica SLAVE GH Solutions .....	56
Figura 4-13: Esempio errore di sfasamento della registrazione degli impulsi .....	57
Figura 4-14: Esempio di disallineamento dei profili di irradianza .....	59
Figura 4-15: Processo di allineamento dei profili di irradianza .....	61
Figura 4-16: Esempio di allineamento dei profili di irradianza .....	62
Figura 5-1: Confronto dello scarto energetico mensile rispetto alle misure (Ex Tornerie) .....	67
Figura 5-2: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Nov 2023) .....	68

---

Figura 5-3: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Dic 2024) .....	69
Figura 5-4: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Gen 2022) .....	70
Figura 5-5: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Feb 2023) .....	70
Figura 5-6: Profili giornalieri in condizioni di cielo sereno (Lug 2021).....	71
Figura 5-7: Profili giornalieri in condizioni di cielo coperto (Nov 2022).....	71
Figura 5-8: Scarto energetico (analisi mensile) Impianto “Ex Tornerie” .....	75
Figura 5-9: MBE (analisi mensile) Impianto “Ex Tornerie”.....	76
Figura 5-10: MAPE (analisi mensile) Impianto “Ex Tornerie” .....	77
Figura 5-11: Frequenza dato negli intervalli di potenza generata (Impianto Ex Tornerie) .....	77
Figura 5-12: Energia prodotta negli intervalli di potenza generata (Impianto Ex Tornerie) .....	78
Figura 5-13: MAPE (analisi per i diversi intervalli P/P <sub>n</sub> ) Impianto “Ex Tornerie” .....	78
Figura 5-14: Confronto dello scarto energetico mensile rispetto alle misure (Aule P).....	83
Figura 5-15: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Nov 2022) .....	84
Figura 5-16: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Dic 2023) .....	85
Figura 5-17: Profili giornalieri in condizioni di cielo sereno (Lug 2023).....	86
Figura 5-18: Profili giornalieri in condizioni di cielo coperto (Ott 2024) .....	87

---

Figura 5-19: Scarto energetico (analisi mensile) Impianto “Aule P” .....	90
Figura 5-20: MBE (analisi mensile) Impianto “Aule P” .....	91
Figura 5-21: MAPE (analisi mensile) Impianto “Aule P” .....	91
Figura 5-22: Frequenza dato negli intervalli di potenza generata (Impianto Aule P).....	92
Figura 5-23: Energia prodotta negli intervalli di potenza generata (Impianto Aule P) .....	92
Figura 5-24: MAPE (analisi per i diversi intervalli $P/P_n$ ) Impianto “Aule P”	92

---

## Lista delle Tabelle

Tabella 4-1: Caratteristiche del sito di installazione degli impianti.....	47
Tabella 4-2: Potenze e componenti installati per ogni impianto .....	48
Tabella 4-3: Caratteristiche modulo BenQ Solar PM096B00 SunForte 327 ..	49
Tabella 4-4 Caratteristiche modulo SunPower SPR-X21-345-COM .....	50
Tabella 5-1: Definizione del valore dei parametri richiesti dal modello.....	64
Tabella 5-2: Valori di irraggiamento medi giornalieri in condizioni di cielo sereno .....	65
Tabella 5-3: Valori parametri ottimizzazione estiva (Impianto “Ex Tornerie”) .....	72
Tabella 5-4: Valori ottimizzati dei coefficienti di $f_{\text{cnso}}$ (Impianto “Ex Tornerie”) .....	73
Tabella 5-5: Valori metriche di errore Impianto “Ex Tornerie” 2020-2023 ...	79
Tabella 5-6: Scarto energetico mensile (Impianto “Ex Tornerie”) .....	80
Tabella 5-7: PR effettivi (Impianto “Ex Tornerie”) .....	81
Tabella 5-8: PR stimati tramite modello (Impianto “Ex Tornerie”) .....	81
Tabella 5-9: Final Yield effettivi (Impianto “Ex Tornerie”).....	82
Tabella 5-10: Final Yield stimati tramite modello (Impianto “Ex Tornerie”) ..	83
Tabella 5-11: Valori parametri ottimizzazione estiva (Impianto “Aule P”) ...	87
Tabella 5-12: Valori ottimizzati dei coefficienti di $f_{\text{cnso}}$ (Impianto “Aule P”) ..	88

---

Tabella 5-13: Valori globali metriche di errore Impianto “Aule P” 2023 .....	93
Tabella 5-14: Scarto energetico mensile (Impianto “Aule P”) .....	94
Tabella 5-15: PR effettivi (Impianto “Aule P”) .....	95
Tabella 5-16: PR stimati tramite modello (Impianto “Aule P”).....	95
Tabella 5-17: Final Yield effettivi (Impianto “Aule P”) .....	96
Tabella 5-18: Final Yield stimati tramite modello (Impianto “Aule P”) .....	96



# Capitolo 1

## 1 Introduzione

### 1.1 Transizione energetica

Una delle sfide principali che la nostra società si trova ad affrontare oggi, e dovrà affrontare nel corso dei prossimi anni, consiste nella transizione energetica verso fonti rinnovabili e sostenibili. Questo processo ha l'obiettivo di ridurre la dipendenza dell'attuale settore di produzione di energia dalle fonti fossili, ovvero petrolio, carbone e gas naturale, incrementando progressivamente la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili e sostenibili. La forte dipendenza del sistema economico e produttivo dalle fonti fossili implica due problematiche. In particolare, la prima è dovuta alla limitata distribuzione geografica di carbone, gas naturale e petrolio. Le attività di estrazione di questi combustibili sono concentrate in alcune zone limitate del pianeta; dunque, nei paesi in cui la presenza di tali risorse energetiche è ridotta, come l'Italia, è necessario importarle da nazioni estere. L'importazione dei combustibili fossili crea, per lo stato importatore, una forte dipendenza dal paese in cui essi vengono estratti. La seconda problematica consiste nell'alimentazione del riscaldamento globale, questo è dovuto al fatto che la combustione delle fonti fossili è una delle principali cause del cambiamento climatico [1].

Nel decennio dal 2011 fino al 2020 è stato registrato il dato di temperatura media globale più alto di sempre, con un incremento di 1,1°C rispetto ai valori registrati alla fine del XIX secolo (1850-1900). L'analisi dei dati relativi agli ultimi quattro decenni evidenzia come la temperatura media globale di ciascun decennio del periodo analizzato sia superiore al valore registrato in tutti gli altri intervalli di dieci anni, a partire dal 1850 [2]. Questo fenomeno è denominato riscaldamento

---

globale e rappresenta la causa principale dei cambiamenti climatici che il pianeta sta affrontando e dovrà affrontare in futuro. Le conseguenze dei cambiamenti climatici, come ad esempio fenomeni meteorologici estremi, costituiscono una delle più grandi minacce per la società odierna e futura. La causa principale del riscaldamento globale coincide con l'incremento dell'effetto serra. Esso è principalmente imputabile all'aumento, causato dalle attività umane, della concentrazione nell'atmosfera dei cosiddetti gas serra. Alcuni gas che rientrano in tale categoria sono l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il metano (CH<sub>4</sub>) e l'ossido di azoto (NO<sub>x</sub>). La causa principale dell'aumento delle emissioni di questi gas è la combustione delle fonti fossili [3].

Dunque, la transizione energetica verso fonti rinnovabili permette di ridurre le emissioni di gas serra generate dalla combustione di fonti fossili, andando a contrastare le possibili conseguenze del riscaldamento globale, e di diminuire la dipendenza dall'importazioni da stati esteri nel settore energetico [1]. Per ottenere tali risultati i paesi membri dell'Unione Europea stanno adottando delle strategie politiche comuni. In particolare, nel 2019 è stato presentato il "Green Deal", in cui viene illustrato un percorso strategico per azzerare le emissioni di gas serra entro il 2050 [4]. Per raggiungere tale obiettivo nel 2021 è stato presentato il "Fit for 55", in cui sono indicate una serie di proposte per raggiungere una riduzione del 55% delle emissioni di gas serra rispetto al livello del 1990 entro il 2030. All'interno di tale documento viene fissato l'obiettivo di generare tramite fonti rinnovabili il 42,5% della produzione di energia totale [5].

Per analizzare la situazione attuale, all'interno dei paesi dell'Unione Europea, sono riportate la Figura 1-1 e la Figura 1-2, le quali offrono una panoramica della produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto al mix energetico complessivo del 2023, per i vari paesi appartenenti all'UE. In particolare, nella Figura 1-1 sono raffigurate le percentuali di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto all'intera produzione energetica. In arancione è raffigurata la media per i paesi UE (24,5%), mentre in verde è rappresentato il valore per l'Italia, in cui nel 2023 il 19,6% della produzione di energia proviene da fonti rinnovabili.

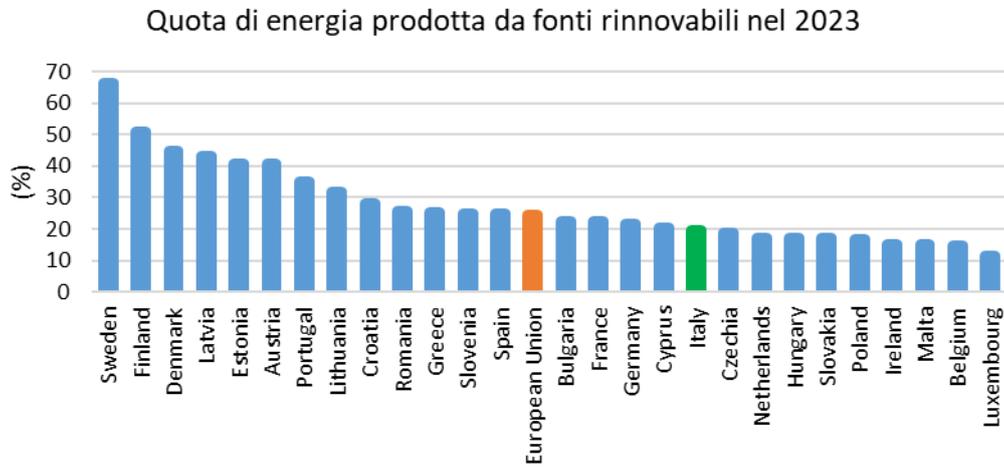


Figura 1-1: Quota percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili sulla produzione totale per i diversi paesi UE [6]

Le quote percentuali aumentano se si analizzano i dati relativi alla produzione di energia elettrica. Nella Figura 1-2 sono illustrati i valori di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel 2023 per i paesi membri dell'Unione Europea. La media dei paesi UE è pari a 45,3%, mentre per l'Italia la quota percentuale ammonta al 38,1%.

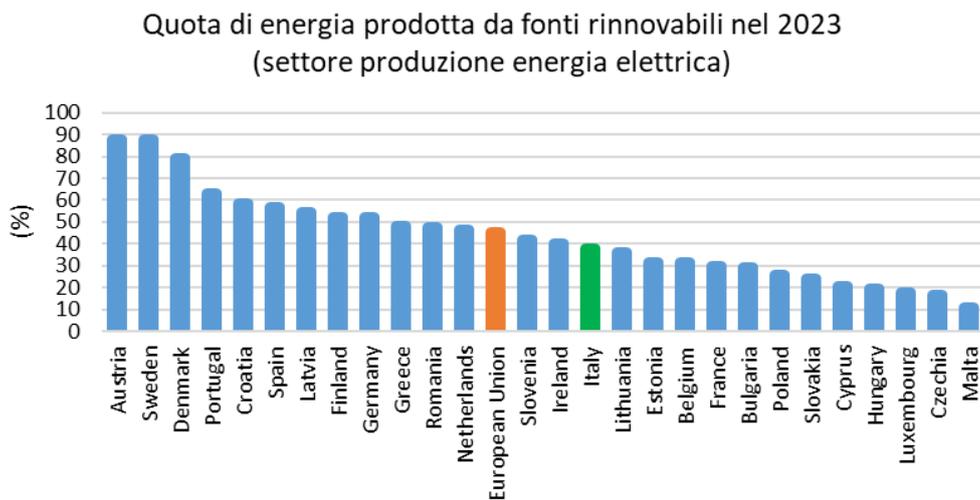


Figura 1-2: Quota percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili sulla produzione totale di energia elettrica per i diversi paesi UE [6]

In Italia, la produzione di energia elettrica da fonti di energia rinnovabili (FER) si basa su un complesso di impianti di generazione, la cui potenza installata complessiva ammonta ad un valore di 66,8 GW. Gli impianti fotovoltaici sono gli impianti da fonti rinnovabili con la potenza complessiva installata maggiore, ovvero 30,3 GW, che rappresenta il 45,4% del valore complessivo per tutti gli impianti FER. La seconda e la terza fonte rinnovabile con la potenza installata più elevata sono, rispettivamente, l'idrico con 19,3 GW, e l'eolico con 12,3 GW.

Nella Figura 1-3 sono riportati i valori di potenza efficiente lorda degli impianti da fonti rinnovabili nel 2023 in Italia.

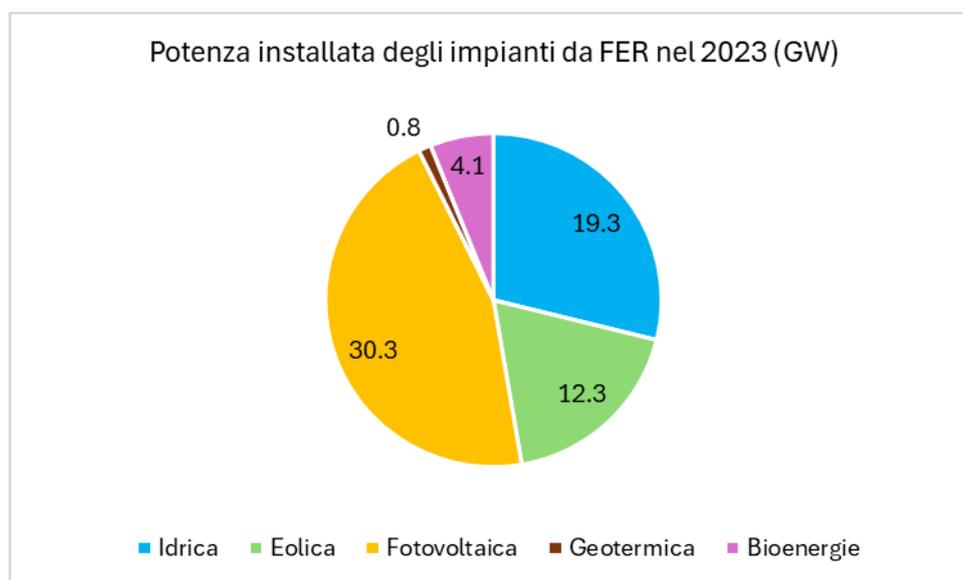


Figura 1-3: Potenza installata degli impianti da FER nel 2023 (MW) [7]

Rispetto ai dati del 2022, la potenza installata di impianti idrici, geotermici e relativi alle bioenergie non ha subito sostanziali variazioni. Al contrario per impianti fotovoltaici ed eolici, tale grandezza è stata caratterizzata da un notevole incremento rispetto al 2022, rispettivamente del 21% per il fotovoltaico e del 4% per l'eolico [7]. La tendenza di crescita della potenza installata per impianti eolici e fotovoltaici, osservata negli ultimi due anni, si inserisce in un contesto più ampio di incremento della capacità installata di impianti da fonti energetiche rinnovabili, che si estende su un periodo temporale più lungo. Tale tendenza può essere osservata nella Figura 1-4, in cui viene illustrata l'evoluzione della potenza

installata in MW per le diverse fonti di energie rinnovabili in Italia dal 2007 fino al 2021.

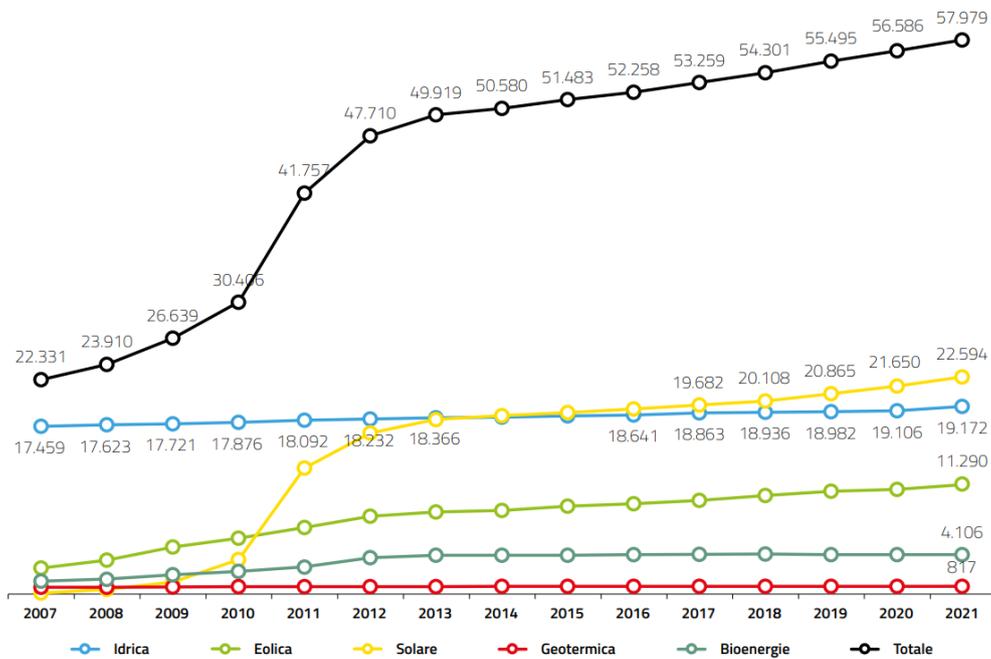


Figura 1-4: Andamento della potenza installata (MW) per le varie FER in Italia [8]

## 1.2 Produzione energetica da impianti fotovoltaici

Il funzionamento di un impianto fotovoltaico si basa sulla conversione della radiazione solare incidente in energia elettrica, tale conversione si verifica nella cella fotovoltaica, che costituisce l'unità fondamentale di un impianto PV.

Nella presente sezione viene descritto il processo di produzione di potenza tramite impianti fotovoltaici. Inizialmente sono descritte le proprietà dei materiali semiconduttori, su cui si basa il funzionamento delle celle fotovoltaiche ed in seguito, vengono analizzati i diversi componenti di un impianto, partendo dalla cella fino all'impianto complessivo.

### 1.2.1 Materiali semiconduttori

Il funzionamento della cella fotovoltaica si basa sulle proprietà di una determinata tipologia di materiali, ovvero i materiali semiconduttori. Per poter definire tale categoria è necessario introdurre il concetto di banda di energia, ovvero il livello energetico assunto dagli elettroni all'interno della struttura atomica del materiale. Gli elettroni, presenti nel reticolo cristallino del materiale, possono assumere due bande di energia differenti. La prima, denominata banda di valenza, rappresenta il livello energetico assunto dagli elettroni implicati nei legami chimici, mentre la seconda, la banda di conduzione, è il livello energetico caratteristico degli elettroni che non sono coinvolti nei legami e possono muoversi liberamente all'interno della struttura cristallina. Gli elettroni appartenenti a quest'ultimo livello energetico contribuiscono alla conduzione elettrica. La quantità di energia minima che un elettrone deve assorbire per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione è denominata "band gap". Quando un elettrone passa alla banda di conduzione, si genera l'assenza di un elettrone necessario per la creazione del legame, chiamata lacuna, essa si comporta come una carica positiva.

Nella Figura 1-5 sono raffigurati, in maniera schematiche, le differenze nelle bande di energia delle diverse tipologie di materiali, ovvero isolanti (a), conduttori (b) e semiconduttori (c).

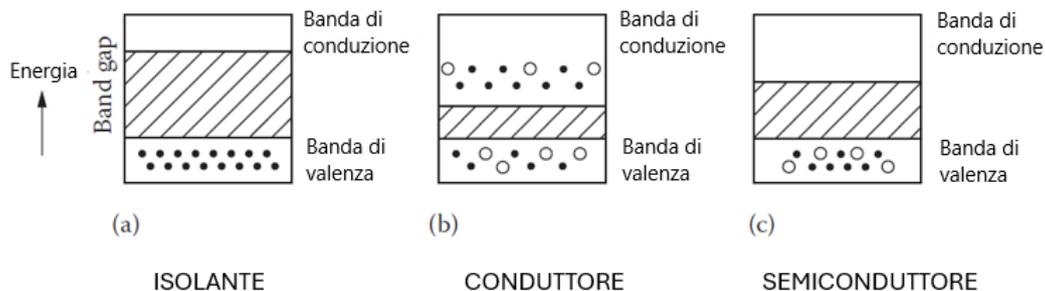


Figura 1-5: Bande di energia per le diverse tipologie di materiali [9]

Nei materiali semiconduttori la maggior parte degli elettroni è coinvolto nei legami chimici; però, se in determinate situazione essi acquisiscono il quantitativo di energia necessario, possono passare alla banda di conduzione. Per aumentare la conducibilità elettrica in questa tipologia di materiali, una possibile strategia

consiste nell'implementazione del processo di drogaggio. Tale procedimento consiste nell'aggiungere alla struttura cristallina del semiconduttore degli atomi di elementi con proprietà differenti, questi ultimi sono chiamati impurità [10].

Nel mercato attuale di produzione di moduli fotovoltaici, il materiale semiconduttore maggiormente utilizzato è il silicio [11]. Per tale ragione, nel corso della presente sezione, per descrivere il processo di drogaggio nelle celle fotovoltaiche, sarà utilizzato il silicio, come esempio di materiale semiconduttore.

Il silicio è un elemento tetravalente, ovvero possiede quattro elettroni di valenza. Nelle celle fotovoltaiche, il drogaggio del materiale semiconduttore è di due tipologie, esso può essere di tipo N (negativo) o di tipo P (positivo). In particolare, il drogaggio di tipo N consiste nell'introdurre nella struttura cristallina del semiconduttore un atomo di un elemento con un numero di elettroni di valenza superiore. Ad esempio, nel caso del silicio, l'elemento, che viene comunemente introdotto, è il fosforo, il quale è un elemento pentavalente. Questo procedimento permette di incrementare il numero di elettroni che non sono coinvolti nella creazione dei legami. Al contrario, nel drogaggio di tipo P viene introdotto un atomo di un elemento con un numero di elettroni di valenza inferiori, come può essere il boro, elemento trivalente, per il silicio. In questo caso, si genera un incremento della concentrazione delle lacune nella struttura cristallina. Dunque, il procedimento di drogaggio permette di incrementare il numero di portatori di carica mobili, ovvero non coinvolti nei legami; in particolare, nel drogaggio di tipo N, aumentano le cariche negative (elettroni), mentre nel tipo P le cariche positive (lacune) [10].

## 1.2.2 Cella fotovoltaica

L'elemento fondamentale per il funzionamento della cella fotovoltaica è la giunzione p-n. Tale elemento è costituito dalla sovrapposizione di due strati del medesimo materiale semiconduttore, in cui lo strato superiore è stato sottoposto ad un processo di drogaggio di tipo N, mentre lo strato inferiore ad un drogaggio di tipo P.

Come descritto nella Sezione 1.2.1, una struttura cristallina, in seguito ad un drogaggio di tipo N, è caratterizzata da una concentrazione più elevata di elettroni mobili; al contrario, in seguito ad un drogaggio di tipo P, il portatore di carica

maggioritario all'interno del reticolo è la lacuna. Dunque, mettendo in contatto un reticolo di tipo N ed un reticolo di tipo P, si verifica uno spostamento dei portatori di carica dovuto al fenomeno di diffusione, ovvero le cariche si muovono dalla zona con concentrazione maggiore verso quella con concentrazione minore. In particolare, gli elettroni si spostano dalla zona di tipo N nella zona di tipo P, mentre le lacune seguono il percorso opposto. La giunzione p-n e il corrispondente spostamento delle cariche mobili causato dal fenomeno della diffusione inducono alla formazione di una zona di svuotamento, ovvero in cui non sono presenti portatori mobili di carica. In seguito allo spostamento causato dalla diffusione, si genera un campo elettrico, prodotto dagli ioni fissi del reticolo cristallino delle due sezioni della giunzione, in particolare tra gli ioni positivi della sezione di tipo N e gli ioni negativi della sezione di tipo P. Tale campo elettrico ostacola lo spostamento degli elettroni dalla zona N verso la zona P, e il movimento opposto per le lacune.

Durante il funzionamento, la cella fotovoltaica è sottoposta ad una radiazione solare incidente. Quando un fotone incidente ha un'energia superiore al valore del "band gap", si genera una coppia di lacuna ed elettrone. L'elettrone, collocato nella zona di tipo N, ostacolato dal campo energetico all'interfaccia della giunzione p-n, passa tramite un circuito esterno e si ricombina con una lacuna nella zona di tipo P, in questo modo si genera corrente elettrica [10].

Nella Figura 1-6 è riportata la struttura e il funzionamento, in maniera schematica, della cella fotovoltaica.

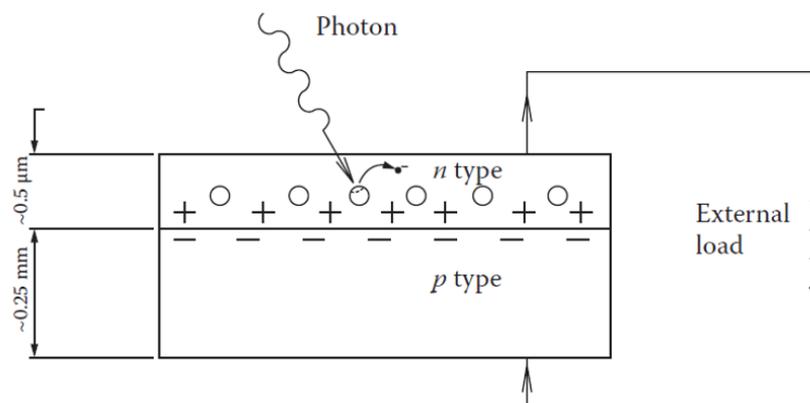


Figura 1-6: Schema della cella fotovoltaica [9]

### 1.2.3 Componenti di un impianto fotovoltaico

La cella fotovoltaica rappresenta l'unità fondamentale di un impianto PV, ovvero il componente in cui si verifica la conversione della radiazione solare in energia elettrica, tramite il processo descritto nella Sezione 1.2.2. I valori di tensione e di corrente associati ad una cella fotovoltaica non sono sufficientemente elevati per soddisfare la richiesta di potenza dei carichi. Dunque, per aumentare il valore di corrente prodotta, le celle fotovoltaiche sono collegate in parallelo, mentre per incrementare la tensione, esse sono collegate in serie.

La connessione di un gruppo di celle costituisce la formazione di un modulo fotovoltaico. Per incrementare ulteriormente la potenza, i moduli sono connessi tra di loro in serie e in parallelo. Viene definita stringa PV, la connessione in serie di un gruppo di moduli fotovoltaici, mentre l'insieme complessivo dei moduli, costituito da diverse stringhe PV connesse in parallelo, è denominato campo (o sistema) fotovoltaico [10].

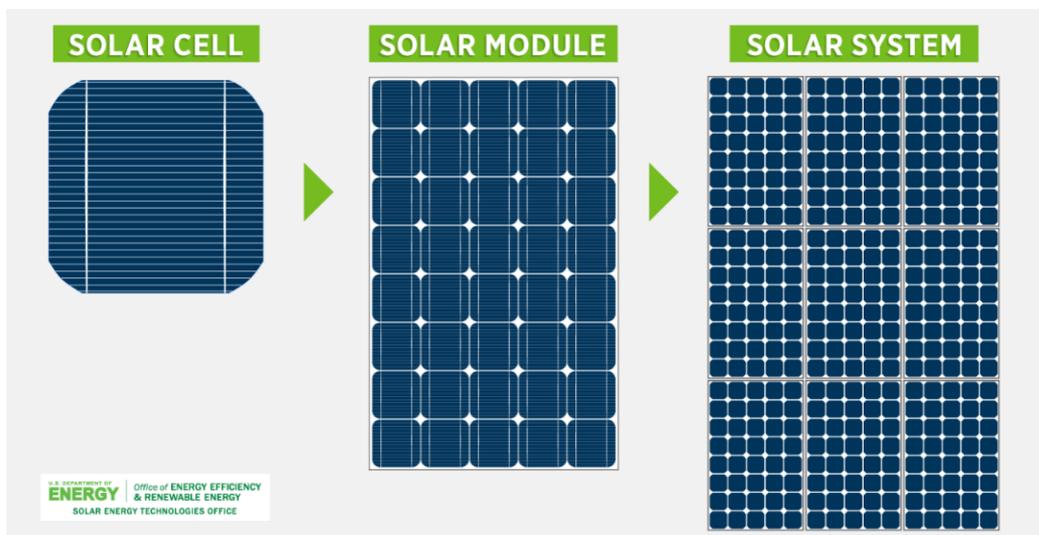


Figura 1-7: Passaggio da cella a modulo a sistema fotovoltaico [12]

Un impianto fotovoltaico necessita di ulteriori componenti, oltre ai moduli fotovoltaici, per la generazione e la successiva trasmissione della potenza generata. In particolare, i componenti principali di un impianto, evidenziati nella Figura 1-8, sono:

- Moduli fotovoltaici
- Inverter
- Trasformatori

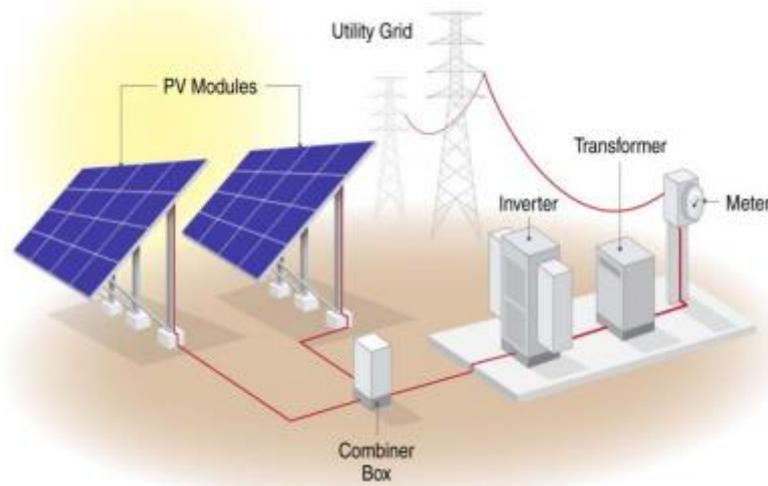


Figura 1-8: Schema impianto fotovoltaico [13]

Il generatore fotovoltaico è costituito da moduli installati su delle apposite strutture, denominate strutture di montaggio. Esse possono essere installate sui tetti di edifici oppure direttamente sul terreno, in base al sito di installazione dell'impianto. Il generatore fotovoltaico produce energia elettrica in corrente continua (DC); dunque, è necessario convertirla in corrente alternata (AC). Per svolgere tale funzione sono installati dei componenti appositi, chiamati convertitori DC/AC o inverter [13].

In base al numero di moduli connessi a ciascun inverter esistono diverse configurazioni. In particolare, le principali sono: "inverter centralizzato", "inverter di stringa" e configurazione con "micro-inverter". La configurazione denominata "inverter centralizzato" è caratterizzata da un unico inverter a cui è collegato il campo fotovoltaico. Tale installazione rappresenta la tipologia più semplice. L'opzione "inverter di stringa" è costituita dall'installazione di un inverter per ogni stringa del campo fotovoltaico. Infine, la configurazione "micro-inverter" è caratterizzata dall'implementazione di un convertitore DC/AC per ciascun modulo fotovoltaico [14].

---

Dopo la conversione in corrente alternata, attuata tramite gli inverter, il valore di tensione risultante, tendenzialmente, è inferiore rispetto a quello caratteristico della rete di trasmissione. Per incrementare la tensione fino al valore della rete, sono implementati dei trasformatori. Il processo di produzione di energia elettrica tramite impianti fotovoltaici si conclude con l'immissione in rete dell'elettricità generata. Per monitorare i valori di energia immessi in rete sono installati dei contatori appositi [13].

---

## Capitolo 2

# 2 Modello da letteratura per la stima della produzione fotovoltaica

### 2.1 Introduzione

Per monitorare lo stato operativo di un impianto fotovoltaico e valutare la produzione di energia ottenuta, è necessario disporre dei profili di riferimento della potenza elettrica generata da utilizzare per il confronto con i valori effettivi. I profili di produzione di riferimento rappresentano la potenza attesa qualora l'impianto operasse in maniera ottimale nelle condizioni lavorative reali ed essi svolgono la funzione di benchmark nell'analisi comparativa. Tramite la stima del discostamento tra la produzione effettiva e il valore di riferimento, è possibile valutare lo stato operativo dell'impianto rispetto alle condizioni attese e identificare eventuali anomalie e malfunzionamenti. Una possibile metodologia per stimare i profili di produzione di riferimento consiste nell'applicazione di modelli semi-empirici di previsione della potenza generata. In letteratura scientifica sono presenti vari esempi di approcci analoghi.

Nella procedura per il monitoraggio proposta all'interno del lavoro di tesi, il modello proposto per simulare i profili di produzione degli impianti fotovoltaici è basato sul modello descritto all'interno dell'articolo scientifico [15] e sull'implementazione di appositi fattori correttivi, introdotti nel documento [16]. Il modello analizzato inizialmente ([15]) è stato formulato per simulare la potenza generata da impianti fotovoltaici in condizioni meteorologiche di cielo sereno; non tenendo in considerazione eventuali variazioni della producibilità causate da condizioni meteo non ottimali. Nel documento [16], per simulare con maggiore efficacia il comportamento degli impianti nelle condizioni descritte, sono proposti dei fattori correttivi appositi. Nel lavoro di tesi, tali fattori sono implementati

tramite un procedimento innovativo, il quale sarà spiegato in dettaglio nel capitolo successivo.

Nel presente capitolo vengono descritti il modello semi-empirico di stima della produzione fotovoltaica, su cui si basa il modello utilizzato nel corso del lavoro, ed i fattori correttivi proposti in letteratura. Il modello di stima dei profili di produzione descritto richiede, come grandezze fisiche di ingresso, i valori di temperatura delle celle fotovoltaiche e i valori di irradianza globale incidente sul piano del modulo. Qualora tali misure non siano direttamente disponibili, nel lavoro di tesi vengono proposti due modelli, che consentono di calcolare le grandezze richieste. Tali metodologie si basano su grandezze fisiche di ingresso più facilmente reperibili attraverso strumenti di misura installati negli impianti analizzati oppure comunemente disponibili presso stazioni meteorologiche nelle prossimità dei sistemi fotovoltaici. In particolare, nel capitolo sono presentati il modello NOCT per il calcolo dei valori di temperatura delle celle, ed il modello proposto da Liu e Jordan per la stima dell'irradianza globale incidente su moduli [17].

Una possibile metodologia per valutare la qualità delle stime dei profili di potenza AC generata consiste nell'effettuare un'analisi comparativa tra i profili simulati e i profili misurati tramite il calcolo di apposite metriche di errore. Nella Sezione 2.5 sono proposte varie metriche di errore per effettuare un'analisi comparativa completa. Nella sezione conclusiva (Sezione 2.6) viene presentata una metodologia che permette di descrivere, in maniera efficace e facilmente comprensibile, le condizioni operative effettive degli impianti e consente di effettuare un confronto con le prestazioni stimate tramite il modello.

## 2.2 Modello di stima dei profili di produzione

In questa sezione è presentato il modello semi-empirico per la stima dei profili della potenza AC generata, proposto nel documento [15], su cui si basa il modello utilizzato nella procedura di monitoraggio proposta nel lavoro di tesi.

Il modello è costituito da una prima equazione che consente di stimare i profili di potenza generata in corrente continua ( $P_{DC}$ ). Successivamente, tramite la formulazione del rendimento di conversione DC/AC ( $\eta_{conv}$ ), espresso nell'Equazione (2-1), viene calcolata la potenza elettrica in corrente alternata ( $P_{AC}$ ). L'equazione del rendimento  $\eta_{conv}$  consente di mettere in relazione  $P_{DC}$ , le perdite

associate alla conversione in corrente alternata effettuata tramite gli inverter ( $P_{loss}$ ) e  $P_{AC}$ .

$$\eta_{conv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + P_{loss}} \quad (2-1)$$

### 2.2.1 Potenza DC generata dai moduli fotovoltaici

Per stimare i profili di potenza generata dai moduli fotovoltaici in corrente continua ( $P_{DC}$ ) è applicata l'Equazione (2-2). Tale equazione esprime una relazione proporzionale tra la potenza generata e l'irradianza incidente sui moduli fotovoltaici, includendo varie fonti di perdite intrinseche nel processo di conversione dell'irraggiamento in energia elettrica. Tali perdite sono causate da limiti tecnologici dei componenti utilizzati e dalle condizioni operative dell'impianto. La riduzione della potenza generata viene quantificata tramite l'applicazione di appositi coefficienti di perdite. Ciascun componente dell'Equazione (2-2) viene descritto nel corso di questa sezione.

$$P_{DC} = G \cdot A \cdot \eta_{STC} \cdot \eta_{low,G} \cdot C_{th} \cdot \eta_{mix} \cdot \eta_{life} \quad (2-2)$$

Dove:

- $G$  = irradianza globale incidente sul piano del modulo ( $W/ m^2$ )
- $A$  = area totale dei moduli ( $m^2$ )
- $\eta_{STC}$  = efficienza nominale dell'impianto in condizione standard (STC) (-)
- $\eta_{low,G}$  = coefficiente di perdite a bassa irradianza (-)
- $C_{th}$  = coefficiente di perdite termiche (-)
- $\eta_{mix}$  = efficienza complessiva dell'impianto (-)
- $\eta_{life}$  = coefficiente di perdite dovute all'invecchiamento (-)

#### ***Efficienza nominale dell'impianto in condizione standard***

L'efficienza nominale dell'impianto viene calcolata in specifiche condizioni standard, denominate STC ("Standard Test Condition"), tramite l'Equazione (2-3). Questa modalità operativa sperimentale è caratterizzata da una temperatura pari a

25 °C ( $T_{STC}$ ), ad un'irradianza di 1000 W/ m<sup>2</sup> ( $G_{STC}$ ) e da un indice di massa d'aria uguale ad 1,5.  $P_{STC}$  indica la potenza generata dall'impianto in queste specifiche condizioni operative.

$$\eta_{STC} = \frac{P_{STC}}{G_{STC} \cdot A} \quad (2-3)$$

### *Coefficiente di perdite a bassa irradianza*

Il coefficiente di perdite a bassa irradianza viene introdotto all'interno del modello per simulare la non linearità del processo di conversione tra irradianza globale incidente e potenza generata, per valori di bassa irradianza. Quando l'irradianza incidente sulla cella è minore di un valore soglia ( $G_0$ ), la produzione di potenza viene ridotta a causa di limiti tecnologici. Il parametro  $\eta_{low,G}$  consente di quantificare questo fenomeno. La formulazione del coefficiente descritto è espressa nell'Equazione (2-4).

$$\eta_{low,G} = 1 - \frac{G_0}{G} \quad (2-4)$$

Il valore soglia  $G_0$  assume dei valori compresi tra 10 e 50 W/m<sup>2</sup> [15]. Nella Figura 2-1 sono raffigurati diversi andamenti del coefficiente  $\eta_{low,G}$  al variare del valore di irradianza incidente sui moduli, per differenti valori soglia di bassa irradianza.

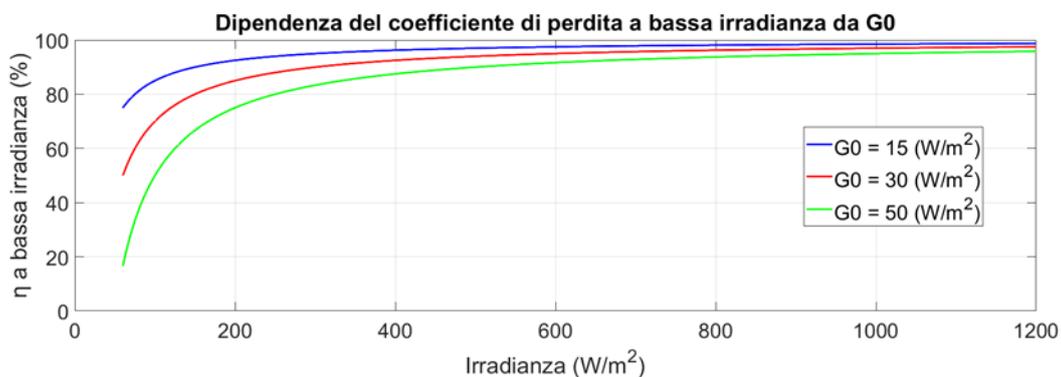


Figura 2-1: Andamento  $\eta_{low,G}$  per diversi valori di  $G_0$  [16]

I valori più elevati del parametro  $G_0$  enfatizzano una minore linearità tra la potenza generata e l'irradianza incidente sul modulo. Al contrario, riducendo  $G_0$ , si abbassa il valore soglia di irradianza oltre il quale è corretto considerare la relazione tra le due grandezze come approssimativamente lineare [16].

### *Coefficiente di perdite termiche*

Il coefficiente di perdite termiche (Equazione (2-5)) consente di valutare la dipendenza della potenza generata dal modulo rispetto alla variazione di temperatura delle celle fotovoltaiche. Quando il modulo opera in condizioni di temperatura diverse dalle condizioni di test standard ( $T_{STC} = 25^\circ\text{C}$ ), la sua efficienza varia in maniera lineare. In particolare, quando la temperatura è più elevata di  $T_{STC}$ ,  $P_{DC}$  diminuisce proporzionalmente all'aumentare del discostamento dalle condizioni operative STC, con un coefficiente lineare pari al coefficiente termico di potenza ( $\gamma_{th}$ ); al contrario, quando la temperatura è minore, la potenza prodotta aumenta. Il parametro  $\gamma_{th}$  varia in base alla tecnologia dei moduli fotovoltaici installati sull'impianto PV. Per i moduli in silicio cristallino, esso può variare da un valore minimo di 0.3 %/K, fino ad un valore massimo di 0.5 %/K [15].

$$C_{th} = 1 - \gamma_{th} \cdot (T_c - T_{STC}) \quad (2-5)$$

Nella Figura 2-2 sono rappresentati vari andamenti giornalieri del coefficiente di perdite termiche  $C_{th}$  per diversi valori del parametro  $\gamma_{th}$ , per una giornata esemplificativa.

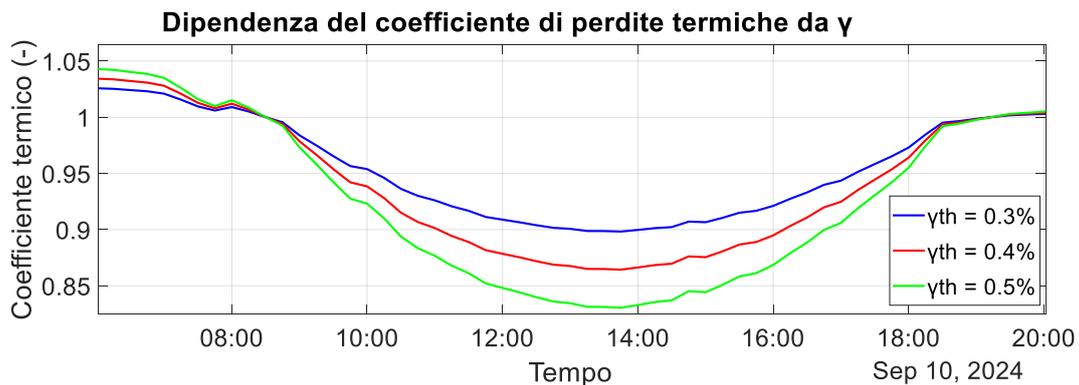


Figura 2-2: Andamento giornaliero di  $C_{th}$  per diversi valori di  $\gamma_{th}$

Analizzando la tendenza raffigurata, è possibile osservare che per valori di  $\gamma_{th}$  bassi, lo stato operativo del modulo risulta meno sensibile alla variazione di temperatura delle celle. Il valore del coefficiente termico di potenza viene fornito dal produttore all'interno della scheda tecnica del modulo fotovoltaico utilizzato. Le perdite termiche di potenza generata possono variare in base alle condizioni di installazione del sistema fotovoltaico, come ad esempio nel caso in cui i moduli vengano collocati in zone più o meno ventosa, oppure installati su delle strutture che ostacolano la dispersione del calore [16].

### ***Efficienza complessiva dell'impianto***

L'efficienza complessiva dell'impianto ( $\eta_{mix}$ ) quantifica le perdite globali che non sono state tenute in considerazione tramite altri specifici fattori. Essa viene calcolata tramite il prodotto di quattro efficienze distinte, ognuna delle quali permette di modellare un fenomeno di perdita differente. La performance dei moduli fotovoltaici è influenzata dalla presenza di sporcizia depositata sul vetro ( $\eta_{dirt}$ ), dalla riflessione di una frazione della radiazione incidente ( $\eta_{refl}$ ), da possibili mismatch tra le curve di corrente-tensione ( $\eta_{mis}$ ) e dalle perdite dovute all'effetto Joule ( $\eta_{cable}$ ). L'Equazione (2-6) permette di stimare l'efficienza  $\eta_{mix}$ , quantificando l'effetto dei fenomeni citati.

$$\eta_{mix} = \eta_{dirt} \cdot \eta_{refl} \cdot \eta_{mis} \cdot \eta_{cable} \quad (2-6)$$

### ***Coefficiente di perdite dovute all'invecchiamento***

Il coefficiente di perdite dovute all'invecchiamento ( $\eta_{life}$ ) è un parametro implementato per quantificare la riduzione di generazione di potenza causata dal peggioramento delle prestazioni dei moduli con il passare degli anni di operatività. Tramite l'Equazione (2-7) viene calcolato  $\eta_{life}$ .

$$\eta_{life} = 1 - \gamma_{life} \cdot n \quad (2-7)$$

Il parametro  $\gamma_{life}$  rappresenta il coefficiente di perdita annuale, il quale viene moltiplicato per il numero di anni ( $n$ ), per stimare le perdite per il periodo di analisi complessivo. Il valore di  $\gamma_{life}$  utilizzato nel corso dell'analisi è pari a -0,5 %/anno [15].

### 2.2.2 Potenza fotovoltaica AC generata

Per calcolare i profili di potenza in corrente alternata, ottenuti in seguito alla conversione attuata dagli inverter, viene utilizzata l'equazione dell'efficienza del convertitore DC/AC ( $\eta_{conv}$ ), che esprime la relazione tra i valori di potenza AC ( $P_{AC}$ ), di potenza DC ( $P_{DC}$ ) e tra le perdite di potenza causate dal Maximum Power Point Tracking e le perdite dell'inverter ( $P_{loss}$ ). Tale relazione è espressa nell'Equazione (2-8).

$$\eta_{conv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + P_{loss}} \quad (2-8)$$

Le perdite dovute al convertitore DC/AC sono quantificate tramite un modello quadratico composto da tre parametri, espresso nell'Equazione (2-9).

$$P_{loss} = P_0 + C_L \cdot P_{AC} + C_Q \cdot P_{AC}^2 \quad (2-9)$$

In particolare, la grandezza  $P_0$  quantifica l'effetto delle perdite a vuoto, causate dai circuiti ausiliari. Tale parametro viene calcolato con una relazione proporzionale alla potenza nominale di ciascun impianto ( $P_0 = 0,002 \cdot P_{nom}$ ). Il parametro  $C_L$  rappresenta il coefficiente di perdite lineari, che permette di stimare le perdite dovute alla conduzione dei diodi e dei IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor). Esso assume un valore adimensionale, posto uguale a 0,005. Il parametro  $C_Q$  svolge la funzione di coefficiente del termine quadratico, il quale modella le perdite dovute alla conduzione dei transistor MOSFET, acronimo di Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor, e ad i contributi resistivi ( $C_Q = 0.02/P_{nom}$ ) [16].

Risolviendo il sistema costituito dalle Equazioni (2-8) e (2-9), si ottiene l'Equazione (2-10). Essa permette di calcolare la potenza AC immessa in rete dall'impianto fotovoltaico ( $P_{AC}$ ), disponendo inizialmente dei profili di potenza DC generata, precedentemente calcolati, e dei coefficienti di perdita di conversione DC/AC ( $P_0$ ,  $C_L$  e  $C_Q$ ).

$$P_{AC} = \frac{-(1 + C_L) + \sqrt{(1 + C_L)^2 + 4 \cdot C_Q \cdot (P_{DC} - P_0)}}{2 \cdot C_Q} \quad (2-10)$$

## 2.3 Miglioramenti del modello base

Il modello descritto e proposto nel documento [15] presenta dei limiti dovuti alla sua natura di sviluppo ed implementazione. In particolare, esso è stato sviluppato per stimare i profili di produzione di impianti fotovoltaici che operano in condizioni meteorologiche di cielo sereno. Dunque, quando l'impianto opera in un contesto che si discosta dalle condizioni meteo ottimali, ovvero in presenza di cielo non sereno, il modello tende a stimare con una precisione inferiore la produzione dell'impianto.

Per simulare con una maggiore efficacia il comportamento dell'impianto fotovoltaico nelle condizioni operative descritte, rispetto al modello precedentemente presentato, viene proposta l'introduzione di un fattore correttivo apposito, nel documento [16]. Tale parametro corrisponde al seguente fattore:

- Fattore correttivo in condizione di cielo non sereno ( $f_{cns}$ )

Il modello, ottenuto in seguito all'implementazione del fattore correttivo, è stato ideato dal Dipartimento Energia "Galileo Ferraris" del Politecnico di Torino, ed è descritto nell'articolo scientifico [16]. Tale modello stima la potenza DC generata tramite l'Equazione (2-11), dove il parametro evidenziato in rosso rappresenta il coefficiente correttivo aggiunto rispetto al modello precedente. La potenza AC viene calcolata nel medesimo modo descritto nella Sezione 2.2.2.

$$P_{DC} = \eta_{conv} \cdot G \cdot A \cdot \eta_{STC} \cdot \eta_{low,G} \cdot C_{th} \cdot \eta_{mix} \cdot \eta_{life} \cdot (1 - f_{cns,i}) \quad (2-11)$$

### 2.3.1 Fattore correttivo in condizioni di cielo non sereno

Per migliorare la rappresentazione del comportamento dell'impianto in condizioni meteorologiche non ottimali, è introdotto il parametro  $f_{cns}$  ("fattore in condizioni di cielo non sereno"). Tale parametro assume un valore medio per l'arco

della giornata. Esso è descritto attraverso una funzione di tipo quadratica, espressa nell'Equazione (2-12).

$$f_{cns,i} = a \cdot ICC_i^2 + b \cdot ICC_i + c \quad (2-12)$$

La variabile indipendente da cui dipende il parametro  $f_{cns}$  è denominata indice di cielo coperto ( $ICC_i$ ). Essa rappresenta la deviazione percentuale del valore di irraggiamento misurato per l' $i$ -esimo giorno ( $H_i$ ), rispetto al valore previsto in condizioni di cielo sereno ( $H_{cs,i}$ ); dunque, tale variabile svolge la funzione di un indicatore per stimare la percentuale di presenza di nuvole nel cielo, mediata all'interno dell' $i$ -esima giornata. La sua formulazione è espressa nell'Equazione (2-13).

$$ICC_i = \frac{H_{cs,i} - H_i}{H_{cs,i}} \quad (2-13)$$

Nella Figura 2-3 è raffigurato un esempio illustrativo della stima dell'indice di cielo coperto per tre giornate con condizioni di irraggiamento differenti. Nel grafico sono riportati i profili di irradianza misurati ( $G_{mis}$ ) e simulati in condizioni di cielo sereno ( $G_{cs}$ ), in tre giornate con condizioni meteorologiche distinte. Per ciascuna delle tre casistiche è calcolato il parametro  $ICC$ .

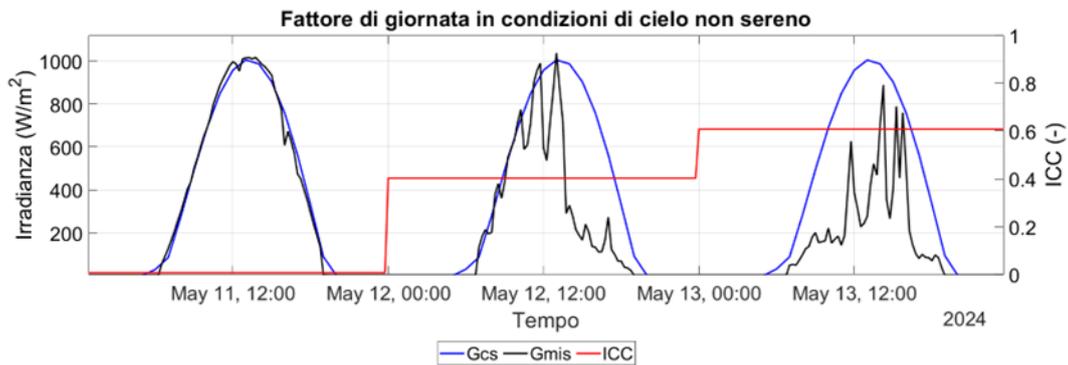


Figura 2-3: Parametro ICC in condizioni meteorologiche differenti

Durante il primo giorno analizzato, l'andamento dell'irradianza misurata e dell'irradianza in condizione di cielo sereno coincidono. Di conseguenza, l'indice

di cielo coperto associato assume un valore nullo. Al contrario, nelle due giornate successive si osserva una significativa deviazione tra l'irraggiamento giornaliero misurato e il valore atteso in condizioni di cielo sereno. In tali condizioni operative, il parametro  $ICC$  risulta pari a 0,4 nel secondo giorno e 0,6, nel terzo.

Il fattore correttivo in condizioni di cielo non sereno permette di simulare con maggior efficacia l'effetto delle giornate caratterizzate da cielo coperto, ma non altera le prestazioni del modello quando l'impianto opera in condizioni di cielo sereno. Se i parametri  $a$ ,  $b$  e  $c$  del parametro  $f_{cns}$  sono determinati correttamente, il fattore correttivo assume un valore nullo o trascurabile nelle giornate serene, in cui l'indice di cielo coperto assume anch'esso un valore pari a zero. Dunque, la riduzione di potenza associata sarà nulla o trascurabile, non alterando il profilo di produzione inizialmente stimato. Nella Figura 2-4 è illustrato un andamento esplicativo del fattore in condizioni di cielo non sereno al variare del parametro  $ICC$  [16].

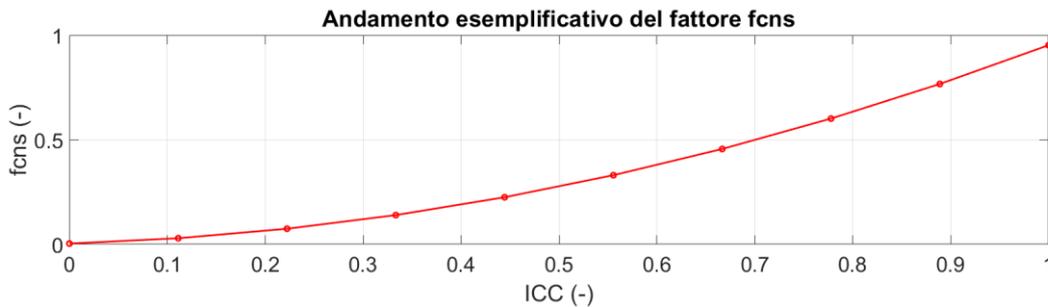


Figura 2-4: Andamento del parametro  $f_{cns}$  al variare di  $ICC$  [16]

## 2.4 Modelli di stima delle grandezze fisiche richieste

Per implementare il modello descritto per la stima dei profili di potenza AC generata per impianti fotovoltaici è necessario acquisire i profili di temperatura delle celle ed i valori di irradianza globale incidente sul piano dei moduli. Tali grandezze possono essere misurate tramite appositi sensori, ma qualora queste misure non fossero direttamente disponibili, nel lavoro di tesi, sono proposti due modelli per stimare le grandezze richieste. In particolare, i modelli presentati sono i seguenti:

- 1) Modello Liu e Jordan per il calcolo dell'irradianza globale incidente sul piano dei moduli fotovoltaici.
- 2) Modello NOCT per il calcolo della temperatura delle celle fotovoltaiche.

### 2.4.1 Modello per il calcolo dell'irradianza su 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. Negli impianti fotovoltaici in cui non sono installati appositi sensori per misurare direttamente tale grandezza è necessario stimarla tramite modelli dedicati, che richiedono l'acquisizione di grandezze fisiche più comunemente reperibili su impianti fotovoltaici o in stazione meteorologiche prossime all'impianto. Nel corso dello svolgimento della tesi, tra le diverse metodologie, presenti in letteratura che consentono di eseguire l'operazione richiesta, è proposto il modello sviluppato dalla società American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE), descritto nel documento [18], a cui sono state applicate le ipotesi formulate nel modello sviluppato da B. Liu e R. Jordan, in cui la radiazione diffusa è considerata uniforme nel cielo, non considerando la componente anisotropa [17].

L'irradianza globale incidente sul piano inclinato del pannello fotovoltaico ( $G_{tilted}$ ) è costituita dalla somma di tre componenti:

$$G_{tilted} = G_{b,t} + G_{d,t} + G_{r,t} \quad (2-14)$$

Dove:

- $G_{b,t}$  = irradianza diretta incidente sul piano del modulo ( $\frac{W}{m^2}$ )
- $G_{d,t}$  = irradianza diffusa incidente sul piano del modulo ( $\frac{W}{m^2}$ )
- $G_{r,t}$  = irradianza riflessa incidente sul piano inclinato ( $\frac{W}{m^2}$ )

Nel corso della presente sezione viene descritto come calcolare ciascuna componente dell'equazione per il calcolo dell'irradianza globale incidente sul piano del modulo (Equazione (2-14)), secondo il modello proposto da B. Liu e R. Jordan.

### *Irradianza diretta su piano inclinato ( $G_{b,t}$ )*

L'irradianza diretta è definita come la componente che raggiunge il piano inclinato senza subire fenomeni di riflessioni e di diffusione, ed è calcolata tramite l'applicazione dell'Equazione (2-15).

$$G_{b,t} = BHI \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \quad (2-15)$$

Dove:

- $BHI$ , dall'inglese "Beam Horizontal Irradiance", rappresenta la porzione dell'irradianza diretta su piano orizzontale.
- $\theta_z$  è l'angolo di zenith, il quale indica l'angolo compreso tra la direzione dei raggi solari e la normale alla superficie orizzontale.
- $\theta$  è definito come l'angolo di incidenza dei raggi solari, ovvero l'angolo compreso tra la direzione dei raggi e la normale alla superficie del modulo.

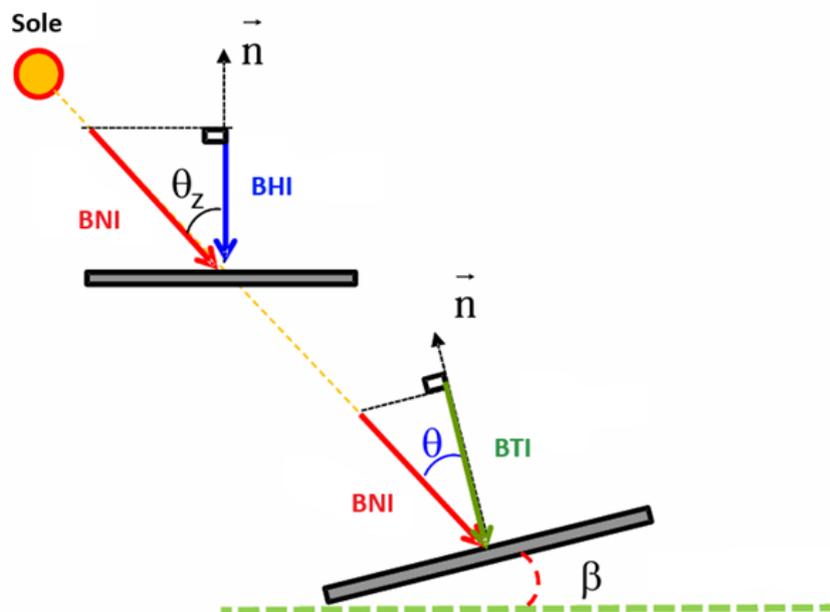


Figura 2-5: Geometria irradianza diretta [19]

### ***Irradianza diffusa su piano inclinato ( $G_{d,t}$ )***

L'irradianza diffusa incidente sul piano del modulo, calcolata nell'Equazione (2-16), è la porzione di irradianza solare che raggiunge il piano inclinato, dopo essere stata soggetta ad alterazioni, causate dall'interazione con le particelle dell'atmosfera. Essa dipende da due fattori: il primo è la componente su piano orizzontale dell'irradianza diffusa ( $DHI$ ), dall'inglese "Diffuse Horizontal Irradiance", mentre il secondo è fattore di vista piano-cielo ( $F_{CS}$ ). Questa ultima grandezza rappresenta la frazione del piano del modulo esposta alla volta celeste [17].

$$G_{d,t} = DHI \cdot F_{CS} \quad (2-16)$$

La frazione del piano esposta al cielo, calcolata tramite l'Equazione (2-17), esprime la dipendenza dell'irradianza diffusa su piano inclinato dall'angolo di inclinazione ( $\beta$ ) dei moduli fotovoltaici:

$$F_{CS} = \left(1 + \frac{\cos(\beta)}{2}\right) \quad (2-17)$$

### ***Irradianza riflessa su piano inclinato ( $G_{r,t}$ )***

L'irradianza riflessa rappresenta la componente dell'irradianza globale che quantifica la frazione che raggiunge il pannello fotovoltaico in seguito alla riflessione sulle superfici limitrofe. Tale grandezza è calcolata tramite l'Equazione (2-18).

$$G_{r,t} = \rho \cdot GHI \cdot (1 - F_{CS}) \quad (2-18)$$

Dove:

- $\rho$  rappresenta il coefficiente di albedo, il quale assume un valore pari a 0,2 per la tipologia di superficie analizzata [18].
- $GHI$ , dall'inglese "Global Horizontal Irradiance", indica la componente dell'irradianza globale su piano orizzontale.
- $F_{CS}$  rappresenta il fattore di vista piano-cielo.

### ***Irradianza globale incidente su piano inclinato ( $G_{tilted}$ )***

Tramite l'Equazione (2-19) viene stimata l'irradianza globale incidente sul piano del modulo fotovoltaico.

$$G_{tilted} = BHI \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} + DHI \cdot F_{CS} + \rho \cdot GHI \cdot (1 - F_{CS}) \quad (2-19)$$

Per implementare il modello proposto da B. Liu e R. Jordan per il calcolo dell'irradianza globale incidente sul piano del modulo non è necessario avere a disposizione i valori di tutte e tre le componenti di irradianza su piano orizzontale ( $BHI$ ,  $DHI$  e  $GHI$ ), bensì è sufficiente acquisire i dati di solo due delle tre componenti. La terza componente può essere stimata tramite la formulazione per il calcolo dell'irradianza globale su piano orizzontale ( $GHI$ ) espressa nell'Equazione (2-20).

$$GHI = BHI + DHI \quad (2-20)$$

## **2.4.2 Modello per il calcolo della temperatura della cella**

La temperatura della cella fotovoltaica è un dato necessario per stimare i profili di produzione dell'impianto attraverso il modello proposto. Non è comune installare appositi sensori per rilevare direttamente tale grandezza; dunque, una possibile procedura per stimare la temperatura delle celle consiste nell'applicazione del modello NOCT ('Normal Operating Cell Temperature'), in cui viene ipotizzata una proporzionalità lineare tra la temperatura della cella e l'irradianza incidente. La temperatura della cella nelle diverse condizioni di lavoro è stabilita partendo da una specifica condizione operativa di riferimento, denominata NOCT. Le condizioni ambientali caratteristiche di questa modalità operativa sono: l'irradianza incidente ( $G_{NOCT}$ ) pari a  $800 \text{ W/m}^2$ , la temperatura dell'aria ( $T_{a,NOCT}$ ) di  $20^\circ\text{C}$  e la velocità del vento di  $1 \text{ m/s}$ . Inoltre, la cella deve lavorare in condizioni di circuito aperto e con un'inclinazione di  $45^\circ$ . Il produttore del modulo fornisce il dato di temperatura raggiunta dalla cella in specifiche condizioni operative descritte (NOCT). Per i moduli fotovoltaici attualmente commercializzati il valore di tale parametro varia tra  $42^\circ\text{C}$  e  $50^\circ\text{C}$  [15].

Tramite l'Equazione (2-21) è possibile stimare la temperatura della cella fotovoltaica.

$$T_c = T_a + (NOCT - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{G}{G_{NOCT}} \quad (2-21)$$

Dove:

- $T_c$  = Temperatura della cella
- $T_a$  = Temperatura dell'aria
- $NOCT$  = Temperatura della cella in condizioni NOCT
- $T_{a,NOCT}$  = Temperatura dell'aria in condizioni NOCT
- $G$  = Irradianza globale incidente sulla cella
- $G_{NOCT}$  = Irradianza incidente sulla cella in condizioni NOCT

## 2.5 Metriche di errore

Per valutare la qualità e la precisione dei risultati, ottenuti in seguito all'applicazione del modello di stima dei profili di potenza fotovoltaica generata, possono essere utilizzate diverse tipologie di metriche di errore. Le metriche di errore sono strumenti sviluppati per la realizzazione di analisi comparative. Ne esistono di diverse tipologie e, in base alla specifica metrica scelta, è possibile analizzare vari aspetti della qualità dei risultati ottenuti rispetto ai valori di riferimento. Nell'analisi effettuata, le varie metriche sono utilizzate per confrontare i valori di potenza stimati tramite l'applicazione del modello, denominata  $P_{mod}$  e valori di potenza misurati tramite appositi strumenti, identificati come  $P_{meas}$ . Nel lavoro di tesi svolto, sono state implementate tre tipologie di metriche distinte per avere un quadro completo dei risultati ottenuti.

### 1) Mean Bias Error (MBE)

Il Mean Bias Error (MBE) determina l'errore parziale medio, ovvero il discostamento medio di ogni valore stimato dal valore di potenza misurato (Equazione (2-22)). Il MBE è una metrica di errore dimensionale, ovvero assume l'unità di misura delle grandezze che confronta, in questo caso kW. Questa tipologia

di metrica permette di evidenziare se il modello sovrastima o sottostima rispetto ai valori misurati, e quantifica in kW l'entità dell'errore di stima. Valori prossimi allo zero evidenziano un'elevata accuratezza del modello, mentre valori positivi, implicano una sovrastima, e al contrario valori negativi indicano una sottostima.

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{mod} - P_{meas})_i \quad (2-22)$$

## 2) Mean Absolute Percentage Error (MAPE)

Il Mean Absolute Percentage Error misura l'errore assoluto medio percentuale (Equazione (2-23)). Tramite l'utilizzo del valore assoluto, errori positivi ed errori negativi sono considerati in egual modo, dunque questa tipologia di metrica non permette di distinguere sovrastime o sottostime prodotte dal modello, ma determina esclusivamente l'ampiezza dell'errore. Inoltre, il valore assoluto permette di evitare la compensazione tra errori con segno positivo ed errori con segno negativo, problematica a cui è soggetta la metrica MBE. Il risultato finale fornito da tale metrica è un valore percentuale e adimensionale, che permette un'analisi indipendente dalle dimensioni e dalla potenza installata di ciascun impianto. Questo lo rende uno strumento più efficace nel confronto diretto dei risultati ottenuti tra impianti di dimensioni differenti.

$$MAPE = 100 \cdot \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{(P_{mod} - P_{meas})_i}{P_{meas,i}} \right| \quad (2-23)$$

## 3) Normalized Root Mean Squared Error (NRMSE)

Il parametro NRMSE rappresenta la radice quadrata dell'errore quadratico medio, normalizzato per il valore della potenza nominale di ciascun impianto ( $P_n$ ). Le metriche basate su un approccio quadratico, come l'NRMSE, permettono di dare maggiore rilevanza agli errori più significativi. In questo modo errori elevati vengono più difficilmente compensati da tanti errori di dimensioni ridotte, problematica a cui, invece, sono soggetti il MBE e il MAPE [20]. Il risultato finale è un valore espresso in percentuale rispetto alla potenza nominale dell'impianto a cui fa riferimento. Tramite l'Equazione (2-24) viene effettuato il calcolo della metrica descritta.

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

## 2.6 Indicatori di performance degli impianti fotovoltaici

Una parte fondamentale nell'operazione di monitoraggio degli impianti fotovoltaici consiste nell'implementazione di una strategia che permetta di descrivere in maniera efficace e facilmente comprensibile la producibilità e lo stato operativo degli impianti.

Un metodo efficiente per soddisfare tale richiesta consiste nell'applicazione di appositi indicatori di performance, denominati KPIs, dall'inglese Key Performance Indicators. Essi sono strumenti che consentono di analizzare l'efficienza e le prestazioni degli impianti, evidenziando potenziali malfunzionamenti o problematiche. Tali indicatori sono stati concepiti per mostrare in maniera chiara, efficace ed univoca una panoramica completa dello stato del funzionamento degli impianti.

In particolare, nell'analisi effettuata sono utilizzati due KPIs, il Performance Ratio e il Final Yield. Essi sono entrambi parametri normalizzati per la potenza nominale dell'impianto; dunque, permettono di esprimere una valutazione indipendente dalla capacità installata.

Il Performance Ratio (PR) valuta la capacità dell'impianto di convertire l'irraggiamento incidente, durante un periodo di tempo definito, in energia elettrica generata in corrente alternata ( $E_{AC}$ ). Esso è una grandezza adimensionale, ed assume un valore compreso nell'intervallo tra 0 e 1, in cui il valore unitario rappresenta il comportamento ideale. Tale parametro è calcolato tramite l'Equazione (2-25) [21].

$$PR = \frac{E_{AC}}{P_N \cdot Y_R} \quad (2-25)$$

Dove:

- $E_{AC}$ : energia generata dall'impianto (kWh)
- $P_N$ : Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico (kW)
- $Y_R$ : Reference Yield ( $(\frac{kWh}{m^2}) / (\frac{kW}{m^2})$ )

Il parametro Reference Yield ( o Peak solar hours) esprime il rapporto tra l'irraggiamento incidente ( $H$ ) e il valore di irradianza in condizioni di Standard Test Condition ( $G_{STC}$ ), ovvero  $1000 \text{ W/m}^2$ .

$$Y_R = \frac{H}{G_{STC}} \quad (2-26)$$

Il secondo indicatore di performance utilizzato è il Final Yield, anche denominato numero di ore equivalenti. Esso è calcolato come il rapporto tra l'energia elettrica generata dall'impianto ( $E_{AC}$ ) e la potenza nominale dell'impianto ( $P_N$ ). Tale parametro esprime il numero equivalente di ore operative ad una potenza costante pari al valore nominale, necessario per eguagliare l'energia totale prodotta effettivamente dall'impianto. La sua unità di misura è kWh/kW, ma può essere espresso anche come h/giorno, h/mese o h/anno, in base all'intervallo temporale in cui è misurata l'energia generata [10].

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_N} \quad (2-27)$$

---

## Capitolo 3

### 3 Procedura per il monitoraggio delle prestazioni di impianti PV

Nel presente capitolo viene proposta una procedura per effettuare il monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici, includendo la casistica in cui essi siano soggetti a fenomeni di ombreggiamento e non sia possibile effettuare una modellazione delle ombre tramite software di simulazione dei movimenti del Sole e della conformazione degli ostacoli nelle prossimità dell'impianto.

Il procedimento per il monitoraggio si basa sul confronto tra i profili di produzione reali, acquisiti tramite appositi strumenti di misura, e i profili simulati attraverso l'applicazione di un modello semi-empirico. I profili di produzione simulati sono stati ottenuti mediante un modello ottimizzato innovativo basato sul modello presentato nel Capitolo 2 [16]. Il modello è stato sviluppato per stimare la produzione degli impianti, anche quando essi operano in presenza di fenomeni di ombreggiamento. La comparazione tra la producibilità effettiva dell'impianto e quella prevista viene effettuata calcolando appositi Key Performance Indicators (KPIs) che permettono di quantificare lo stato operativo dell'impianto ed evidenziare possibili malfunzionamenti.

La procedura proposta è costituita da una prima fase di importazione dei parametri necessari per l'applicazione del procedimento (Step #1). Successivamente, vengono importati i dati meteorologici ed elettrici richiesti (Step #2) e viene applicato un processo di pulizia dei dati basato su appositi filtri (Step #3). Lo Step #4 della procedura consiste nella determinazione dei parametri del modello semi-empirico proposto per la simulazione dei profili di produzione, denominato modello PoliTO. L'identificazione dei parametri del modello energetico è effettuata tramite due processi di ottimizzazione distinti che coinvolgono dati appartenenti a periodi dell'anno diversi, per quantificare l'effetto di condizioni meteorologiche differenti. Infatti, ciascun processo ottimizza una

categoria di parametri differente, con il fine di simulare in modo accurato la produzione durante tre diverse condizioni operative: giornata a cielo sereno, giornata a cielo variabile e giornata con possibili ombreggiamenti. Nell'ultima parte (Step #5), il modello energetico, definito mediante lo step precedente, è applicato sul set di dati completo per determinare la deviazione tra la produzione prevista dal modello e quella effettiva. Nella Figura 3-1 vengono illustrati gli step della procedura proposta.

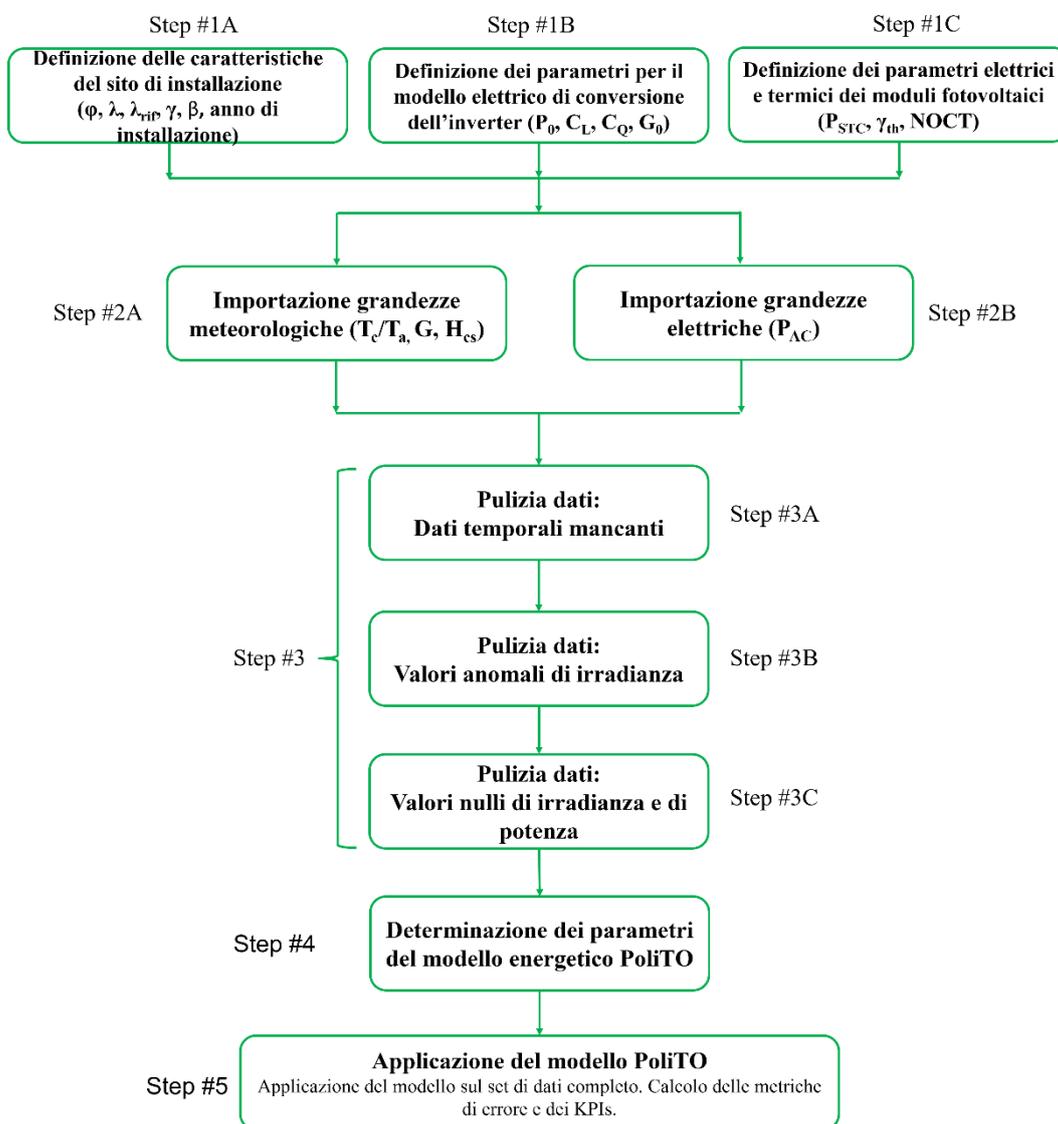


Figura 3-1: Flowchart della procedura per il monitoraggio di impianti fotovoltaici

### 3.1 Step #1 – Definizione dei parametri caratteristici

Per l'implementazione della procedura proposta per il monitoraggio delle prestazioni di un impianto fotovoltaico è necessaria la conoscenza delle sue principali caratteristiche. In particolare, per questa procedura, è richiesta la conoscenza delle informazioni relative al sito di installazione, all'inverter e ai moduli fotovoltaici installati. Di seguito, si riportano i principali dati richiesti:

- **Step #1A Caratteristiche del sito di installazione:**  
Per avere una caratterizzazione del sito di installazione dell'impianto sono richiesti i valori della latitudine ( $\varphi$ ); della longitudine ( $\lambda$ ); della longitudine di riferimento ( $\lambda_{\text{rif}}$ ); dell'angolo di orientamento rispetto alla direzione Sud dei moduli fotovoltaici, ovvero l'azimut ( $\gamma$ ); dell'angolo di inclinazione dei pannelli ( $\beta$ ) e dell'anno di installazione.
- **Step #1B Parametri per il modello elettrico di conversione dell'inverter:**  
Per quantificare le perdite dovute alla conversione DC/AC, è necessario definire i tre coefficienti di perdita ( $P_0$ ,  $C_L$ ,  $C_Q$ ) del modello di conversione dell'inverter ed il valore soglia di bassa irradianza ( $G_0$ ).
- **Step #1C Parametri elettrici e termici dei moduli fotovoltaici:**  
Gli ultimi parametri richiesti sono caratteristici dei moduli fotovoltaici e coinvolgono il coefficiente termico sulla potenza dei pannelli ( $\gamma_{\text{th}}$ ), la temperatura *NOCT* e la di potenza nominale dell'impianto.

### 3.2 Step #2 - Importazione dati

Il secondo step del procedimento consiste nell'importazione dal database dei dati misurati delle grandezze necessarie per l'applicazione della procedura per il monitoraggio degli impianti fotovoltaici. Ogni dato è associato ad un timestamp, ovvero l'istante temporale, espresso nel formato data e ora, in cui la grandezza è stata misurata. In questo lavoro di tesi, l'acquisizione è suddivisa in due fasi, distinte tra loro per la tipologia dei dati importati. In particolare, i dati richiesti possono essere grandezze meteorologiche o grandezze elettriche.

#### **Step #2A – Importazione grandezze meteorologiche**

Le grandezze meteorologiche, necessarie per l'implementazione della procedura di monitoraggio proposta, comprendono i dati di irradianza incidente sui

moduli fotovoltaici, i dati di irraggiamento giornaliero in condizioni di cielo sereno e valori di temperatura sulla superficie posteriore dei pannelli.

Se quest'ultimo dato è presente, l'impianto include al suo interno l'installazione di sensori appositi per la misura della temperatura delle celle fotovoltaiche. Tuttavia, questa condizione non è comune e, qualora questa misura non fosse disponibile, questa procedura richiede la conoscenza della temperatura dell'aria. L'acquisizione di tale grandezza è molto frequente e può essere utilizzata per calcolare la temperatura dei moduli fotovoltaici tramite il modello NOCT.

Il modello, utilizzato per la simulazione dei profili di produzione dell'impianto fotovoltaico, necessita la conoscenza del valore di irradianza globale su piano inclinato, incidente sul modulo ( $G_{\text{tilted}}$ ). La normativa prevede, negli impianti fotovoltaici di grande taglia (utility scale), l'installazione di appositi sensori che consentono la misurazione dell'irradianza globale plane of array, ovvero incidente sul piano del modulo. Se la metodologia proposta in questo lavoro viene applicata a tali impianti, si procede ad importare direttamente la misura plane of array. Al contrario, negli impianti di piccola o media taglia, tale tipologia di sensore non è richiesta dalla normativa; dunque, nella maggior parte dei casi tale tecnologia non è disponibile. In questi casi, la metodologia proposta in questo lavoro di tesi richiede la conoscenza dell'irradianza globale su piano orizzontale ( $GHI$ ) e dell'irradianza diretta su piano normale ( $BNI$ ). Queste due informazioni possono essere reperite dall'impianto analizzato, se sono installati sensori appositi, o da una stazione meteorologica posta in prossimità dell'impianto. Infatti, la conoscenza di queste due grandezze permette di ricavare il valore di irradianza globale su piano inclinato mediante una correzione analitica. In questo caso, per effettuare il riporto dell'irradianza su piano inclinato è stato utilizzato il modello sviluppato dalla società American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) [18], con l'assunzione di cielo completamente isotropo (semplificazione di Liu-Jordan [17]) per quanto riguarda il contributo di irradianza diffusa (Sezione 2.4.1). In aggiunta, è richiesta la conoscenza dei principali angoli geometrici per quanto riguarda l'orientamento e l'inclinazione dei moduli fotovoltaici. Le misure delle grandezze  $GHI$  e  $G_{\text{tilted}}$  vengono effettuate tramite l'utilizzo di un sensore apposito, il quale può essere un piranometro o una cella solare tarata. Al contrario, per quanto riguarda le misure della grandezza  $BNI$ , si utilizza un altro tipo di sensore, il pireliometro. Tra le due opzioni, è preferibile

avere accesso diretto alla misura di  $G_{\text{tilted}}$ , in quanto l'implementazione del metodo di riporto per correggere le irradianze  $GHI$  e  $BNI$  introduce un errore sicuramente superiore all'incertezza della misura diretta di  $G_{\text{tilted}}$ .

L'ultima grandezza meteorologica richiesta dal modello è l'irraggiamento giornaliero in condizioni di cielo sereno. Qualora non fossero direttamente disponibili i valori di tale grandezza, nel presente lavoro di tesi per stimarla è proposto l'implementazione del modello Moon-Spencer. Tale metodologia necessita, come dati di ingresso, i valori medi giornalieri storici dell'irraggiamento diretto e dell'irraggiamento diffuso, entrambi su piano orizzontale, per ogni mese dell'anno, caratteristici della zona in cui è installato l'impianto. Inoltre, sono richiesti anche gli angoli caratteristici del sito di installazione dell'impianto, ovvero latitudine, longitudine, longitudine di riferimento, l'angolo di orientamento dei pannelli (azimut) e l'angolo di inclinazione dei moduli [22].

#### ***Step #2B – Importazione grandezze elettriche***

Nello Step #2B sono importati i dati della potenza elettrica AC generata da ciascun impianto fotovoltaico, per ogni timestamp presente nel periodo temporale sotto analisi. La potenza generata costituisce l'unica grandezza elettrica da misurare richiesta per l'applicazione della procedura proposta.

### **3.3 Step #3 - Pulizia dati**

Durante l'implementazione di un processo di monitoraggio è fondamentale avere la consapevolezza che alcune misurazioni effettuate possano essere soggette ad errori o imprecisioni. Tali errori possono derivare da diverse cause quali un'acquisizione non accurata degli strumenti di misura, malfunzionamenti dei dispositivi nella catena di acquisizione delle misure, o perdite di comunicazione tra i dispositivi. Per questo motivo, è essenziale effettuare una correzione ed un processo di pulizia dei dati per garantire l'efficacia del procedimento.

In questo step del modello sono implementate tre tipologie di filtri per sopperire a tre problematiche distinte, ovvero l'assenza di alcuni dati temporali nel set di dati, valori anomali di irradianza e la presenza di valori positivi di potenza in corrispondenza di un dato nullo di irradianza, e viceversa. I tre filtri implementati nel modello di monitoraggio proposto sono i seguenti:

### ***1. Step #3A Dati temporali mancanti***

A cause di possibili interruzioni momentanei nel funzionamento della catena dei dispositivi per misura ed acquisizione dati, una potenziale criticità è la mancanza di alcuni timestamp all'interno dell'intervallo temporale analizzato. Il timestamp rappresenta il momento temporale, data e ora, in cui le grandezze vengono misurate e registrate. Dunque, nel set di dati misurati, possono essere presenti dei brevi periodi temporali mancanti. Per affrontare questa tipologia di problematica, è stato implementato un programma in ambiente MATLAB che confronta i timestamp dei dati misurati e tutti i timestamp presenti all'interno del completo arco temporale sotto analisi. Tramite il confronto di questi due vettori, sono rilevati i riferimenti temporali assenti nel set di valori misurati. In corrispondenza di questi timestamp, tutte le grandezze meteorologiche ed elettriche importate nello step precedente, vengono imposte con un valore pari a zero. In questo modo viene ottenuto un set di dati completo, con tutti i timestamp compresi nel periodo di analisi.

### ***2. Step #3B Valori anomali di irradianza***

Il secondo filtro implementato consente di rilevare e correggere i valori anomali di irradianza, causati da potenziali malfunzionamenti dei sensori di irradianza installati. In particolare, i dati di irradianza che assumono valori eccessivamente elevati ( $G > 1500 \text{ W/m}^2$ ), negativi o NaN ("Not a Number") sono posti uguali a zero. I valori delle grandezze elettriche, associate al medesimo timestamp di un valore nullo di irradianza, sono trattati tramite il filtro successivo.

### ***3. Step #3C Valori nulli di irradianza e di potenza***

Il funzionamento di un impianto fotovoltaico si basa sul concetto fondamentale per cui affinché ci sia generazione di potenza elettrica è necessario che l'irradianza, incidente sui moduli, assuma un valore positivo, diverso da zero. L'applicazione di questo filtro ha l'obiettivo di sopperire alla mancanza di corrispondenza tra i valori di irradianza e i dati associati di potenza generata. In particolare, per i timestamp in cui l'irradianza incidente sui moduli è nulla, il dato di potenza generata associata al medesimo timestamp è imposto pari a 0 W. In questo modo vengono eliminati i casi non realistici, in cui si registra una produzione di potenza non nulla in corrispondenza di un valore nullo di irradianza incidente. Si applica il medesimo procedimento per i valori di irradianza in corrispondenza di valori di potenza nulli.

### 3.4 Step #4 – Determinazione dei parametri del modello PoliTO

Nella Figura 3-2 è schematizzato il procedimento attuato per identificare i parametri ottimizzati del modello proposto per la simulazione dei profili di potenza generata dall' impianto fotovoltaico, tale modello è denominato modello PoliTO. Il modello energetico proposto in questo lavoro di tesi include l'ottimizzazione di set di parametri differenti a seconda delle condizioni meteorologiche e operative dell'impianto. Infatti, l'ottimizzazione si articola in due processi numerici distinti al fine di determinare i parametri ottimali per le condizioni di giornata a cielo sereno, giornata a cielo variabile e giornata con possibili ombreggiamenti. In seguito al processo di ottimizzazione, viene effettuata un'analisi comparativa tra il modello ottimizzato, le misure sperimentali e il modello da letteratura, non ottimizzato e presentato nella Sezione 2.2. La fase conclusiva prevede l'identificazione del modello che garantisce le prestazioni migliori per ciascun mese. Tale analisi è svolta confrontando i valori degli scarti energetici mensili rispetto alle misure sperimentali, ottenuti in seguito all'applicazione del modello da letteratura e del modello con i parametri ottimizzati in due step.

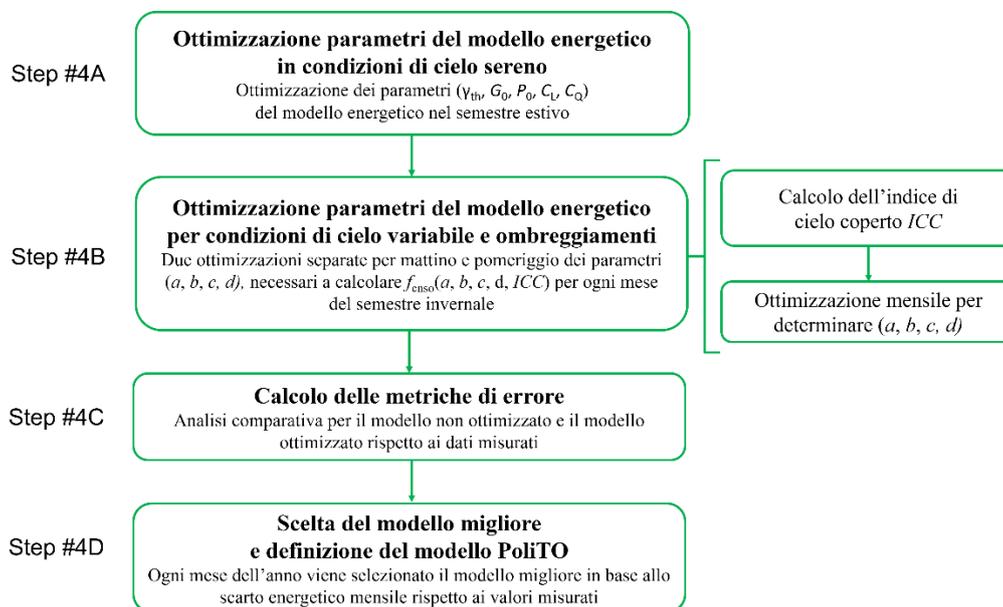


Figura 3-2: Flowchart processo di definizione dei parametri

Le due ottimizzazioni si basano sul medesimo procedimento, descritto in maniera semplificata nel flowchart rappresentato nella Figura 3-3. Le diverse ottimizzazioni svolte in questo lavoro di tesi si distinguono sia per il numero e la tipologia di parametri ottimizzati, sia per l'intervallo temporale dei dati sperimentali in analisi.

L'obiettivo di ogni ottimizzazione consiste nel determinare la combinazione dei parametri per minimizzare la deviazione tra la potenza AC simulata da modello ( $P_{AC,mod,i}$ ) e la potenza AC misurata ( $P_{AC,meas,i}$ ). Per quantificare la deviazione tra queste due grandezze, si calcola la metrica di errore Normalized Root Mean Square Error (*NRMSE*), definita nell'Equazione (3-1).

$$NRMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{AC,mod,i} - P_{AC,meas,i})^2}}{P_{STC}} \cdot 100 \quad (3-1)$$

Dove  $P_{AC,mod,i}$  è il valore  $i$ -esimo di potenza AC stimata da modello;  $P_{AC,meas,i}$  è il valore  $i$ -esimo di potenza AC sperimentale;  $i$  è il numero di misure, variabile tra 0 e  $N$ , ovvero il numero di misure totale su cui viene applicato il processo di ottimizzazione;  $P_{STC}$  è la potenza nominale dell'impianto. Nell'implementazione della metrica di errore sono considerati solo i timestamp in cui la potenza misurata assume valori non nulli.

Il raggiungimento dell'obiettivo stabilito è conseguito attraverso l'impiego dell'algoritmo di ottimizzazione Particle Swarm. Il principio di funzionamento di questo algoritmo è il seguente: all'inizio del processo, viene assunta una distribuzione randomica dei parametri da identificare. Ad ogni iterazione, questi parametri variano all'interno di un intervallo delimitato da un limite inferiore e uno superiore. Tali limiti sono generalmente definiti dall'utente per escludere dall'ottimizzazione i valori non realistici dei parametri da ottimizzare. Ad ogni iterazione, si procede a calcolare il *NRMSE* tra le grandezze stimate dal modello e i valori sperimentali. L'ottimizzazione si interrompe quando tale quantità ha raggiunto un valore sufficientemente basso (i.e., deviazione minimizzata tra il modello e le misure) e, quindi, quando il modello riesce a stimare in modo accurato la grandezza in esame.

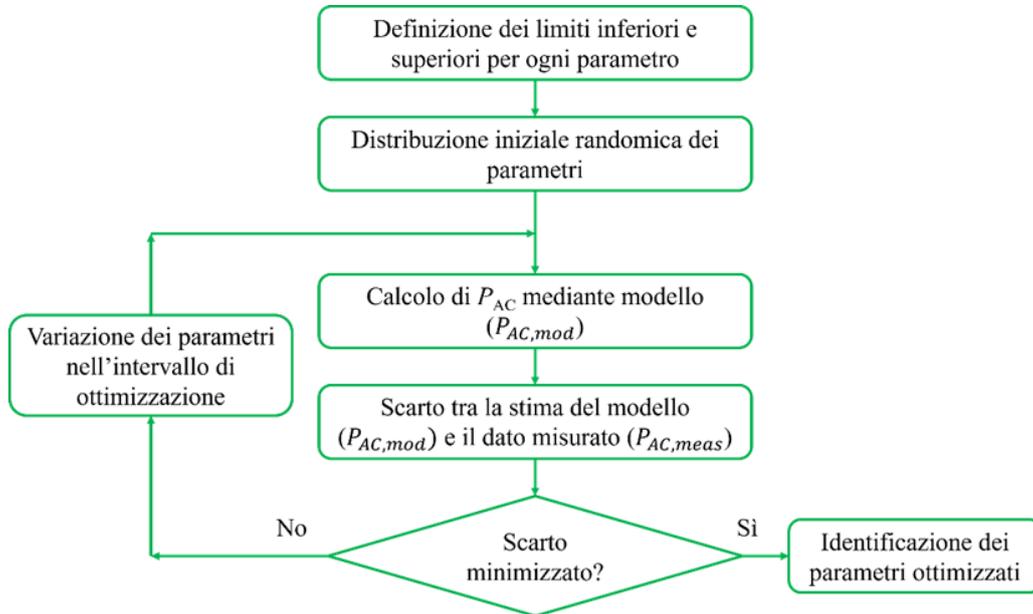


Figura 3-3: Processo di ottimizzazione

### 3.4.1 Step #4A – Ottimizzazione parametri del modello energetico in condizioni di cielo sereno

La prima ottimizzazione consiste nella determinazione del valore dei sei parametri del set  $x$ , del modello di stima della potenza AC, descritto nella Sezione 2.2:

$$x = [x_1, x_2, x_3, x_4, x_5] = [\gamma_{th}, G_0, P_0, C_L, C_Q] \quad (3-2)$$

$x_1$  = Coefficiente termico sulla potenza massima ( $\gamma_{th}$ )

$x_2$  = Valore soglia di bassa irradianza ( $G_0$ )

$x_3$  = Coefficiente di perdite a vuoto dell'inverter ( $P_0$ )

$x_4$  = Coefficiente di perdita lineare dell'inverter ( $C_L$ )

$x_5$  = Coefficiente di perdita quadratico dell'inverter ( $C_Q$ )

La procedura di ottimizzazione consiste nella minimizzazione della deviazione tra la potenza AC da modello e la potenza AC misurata in termini di NRMSE. In particolare, la potenza AC da modello è calcolata nel modo seguente (Equazione (3-3)):

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

Dove:

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

I coefficienti evidenziati in rosso rappresentano le grandezze da ottimizzare. La determinazione di tali parametri viene effettuata utilizzando dati sperimentali relativi al periodo primaverile ed estivo, compreso dal mese di aprile fino a quello di settembre. Questo intervallo temporale corrisponde al periodo dell'anno con la percentuale maggiore di giornate caratterizzate da condizioni di cielo sereno e dalla massima produzione di energia elettrica.

### 3.4.2 Step #4B – Ottimizzazione parametri del modello energetico in condizioni di cielo variabile e ombreggiamenti

Per quantificare la variazione della produzione di potenza AC nelle giornate con cielo non sereno e per simulare l'effetto di possibili fenomeni di ombreggiamento sui profili di produzione, tenendo in considerazione la variabilità delle ombre nell'arco della giornata, viene introdotto un parametro apposito, denominato “fattore in condizioni di cielo non sereno e ombre” e identificato dal simbolo  $f_{cnso}$ . Tale parametro deriva concettualmente dal fattore in condizioni di cielo non sereno, descritto nella Sezione 2.3.1, ma sono presenti diverse differenze. In particolare, l'equazione del parametro  $f_{cnso}$  è di tipo cubica, anziché quadratica, ed inoltre vengono utilizzati dei coefficienti  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  differenti per i dati del mattino e del pomeriggio. Nel dettaglio, per il set di dati compreso tra mezzanotte e le ore tredici del mattino sono utilizzati i parametri  $a_{AM}$ ,  $b_{AM}$ ,  $c_{AM}$ ,  $d_{AM}$  mentre tra le ore 13 e le 24 sono implementati i coefficienti  $a_{PM}$ ,  $b_{PM}$ ,  $c_{PM}$ ,  $d_{PM}$ . La nuova formulazione del fattore correttivo è espressa nell'Equazione (3-4).

$$f_{cnso} = \begin{cases} a_{AM} \cdot ICC^3 + b_{AM} \cdot ICC^2 + c_{AM} \cdot ICC + d_{AM} & 0 \leq h \leq 12 \\ a_{PM} \cdot ICC^3 + b_{PM} \cdot ICC^2 + c_{PM} \cdot ICC + d_{PM} & 13 \leq h \leq 24 \end{cases} \quad (3-4)$$

La funzione dello step #4B consiste nella determinazione del valore dei parametri del set  $x$ , ovvero i componenti dell'equazione cubica per il calcolo del coefficiente  $f_{cns0}$ .

$$\begin{aligned} x &= [x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7, x_8] = \\ &= [a_{AM}, b_{AM}, c_{AM}, d_{AM}, a_{PM}, b_{PM}, c_{PM}, d_{PM}] \end{aligned} \quad (3-5)$$

$x_1$  = Coefficiente del termine cubico per il mattino ( $a_{AM}$ )

$x_2$  = Coefficiente del termine quadratico per il mattino ( $b_{AM}$ )

$x_3$  = Coefficiente del termine lineare per il mattino ( $c_{AM}$ )

$x_4$  = Termine noto per il mattino ( $d_{AM}$ )

$x_5$  = Coefficiente del termine cubico per il pomeriggio ( $a_{PM}$ )

$x_6$  = Coefficiente del termine quadratico per il pomeriggio ( $b_{PM}$ )

$x_7$  = Coefficiente del termine lineare per il pomeriggio ( $c_{PM}$ )

$x_8$  = Termine noto per il pomeriggio ( $d_{PM}$ )

Prima di procedere con l'ottimizzazione, è necessario il calcolo dell'indice di cielo coperto per la  $k$ -esima giornata ( $ICC_k$ ), definito come la deviazione percentuale tra l'irraggiamento globale giornaliero in condizioni di cielo sereno  $H_{cs,k}$  e l'irraggiamento globale giornaliero misurato  $H_k$ .

Successivamente viene effettuata la determinazione dei parametri attraverso il medesimo processo di ottimizzazione implementato per lo Step #4A (Sezione 3.4.1). I profili di produzione simulati, stimati tramite l'Equazione (3-6), sono confrontati con i profili sperimentali, tramite la stima della metrica di errore  $NRMSE$ . La combinazione dei parametri ( $x = [a_{AM}, b_{AM}, c_{AM}, d_{AM}, a_{PM}, b_{PM}, c_{PM}, d_{PM}]$ ) che minimizza la deviazione tra i due profili di produzione, in termini di  $NRMSE$ , rappresenta la combinazione identificata tramite il processo di ottimizzazione.

$$P_{AC,mod,i} = \frac{-(1 + C_L) + \sqrt{(1 + C_L)^2 + 4 \cdot C_Q \cdot (P_{DC,i} - P_0)}}{2 \cdot C_Q} \quad (3-6)$$

Dove:

$$P_{DC,i} = P_{STC} \cdot \frac{G_i - G_0}{G_{STC}} \cdot (1 - \gamma_{th} \cdot (T_{c,i} - T_{STC})) \cdot \eta_{mix} \cdot \eta_{life} \cdot (1 - f_{cnso,k})$$

$$f_{cnso,k} = \begin{cases} a_{AM} \cdot ICC^3 + b_{AM} \cdot ICC^2 + c_{AM} \cdot ICC + d_{AM} & 0 \leq h \leq 12 \\ & \text{(mesi invernali)} \\ a_{PM} \cdot ICC^3 + b_{PM} \cdot ICC^2 + c_{PM} \cdot ICC + d_{PM} & 13 \leq h \leq 23 \\ & \text{(mesi invernali)} \\ 0 & \text{mesi estivi} \end{cases}$$

$$ICC_k = \frac{H_{cs,k} - H_k}{H_{cs,k}}$$

I parametri evidenziati in rosso costituiscono i coefficienti identificati tramite il processo di ottimizzazione, mentre i parametri in blu assumono i medesimi valori calcolati nello Step #4A. Nel presente step del modello proposto viene effettuata un'ottimizzazione differente per ogni mese del semestre invernale, da ottobre fino a marzo. Dunque, in seguito al procedimento descritto sono ottenuti otto valori differenti per i parametri per il calcolo del fattore correttivo per condizioni di cielo non sereno e ombre ( $a_{AM}$ ,  $b_{AM}$ ,  $c_{AM}$ ,  $d_{AM}$ ,  $a_{PM}$ ,  $b_{PM}$ ,  $c_{PM}$ ,  $d_{PM}$ ), per ogni mese del semestre invernale. Tale procedimento permette di quantificare la variazione dei fenomeni di ombreggiamento nei diversi mesi analizzati. Nel semestre estivo da aprile fino a settembre, viene assegnato un valore nullo al parametro  $f_{cnso}$ . Tale operazione si basa sull'ipotesi per cui, durante il semestre estivo, le giornate con cielo coperto ed i fenomeni di ombreggiamento abbiano un 'influenza trascurabile sulla produzione complessiva di energia.

Il modello con i parametri ottenuti in seguito al processo descritto è denominato *modello cielo variabile e ombre*. Nei mesi invernali il fattore in condizioni di cielo non sereno e ombre assume il valore identificato tramite il processo di ottimizzazione, mentre nei mesi estivi tale parametro assume un valore nullo. L'applicazione del parametro  $f_{cnso}$  consente di simulare i profili di produzione in presenza di problematiche che provocano un'alterazione della energia generata nel periodo invernale-autunnale, come ad esempio i fenomeni di ombreggiamento o giornate di cielo coperto.

### 3.4.3 Step #4C – Calcolo delle metriche di errore

In seguito alla determinazione dei parametri costituenti del modello semi-empirico per la simulazione dei profili di produzione, è svolta un'analisi comparativa per analizzare l'accuratezza e la qualità dei risultati ottenuti per i diversi modelli. Tale analisi è svolta tramite il calcolo delle metriche di errore descritte nella Sezione 2.5, ovvero il Mean Bias Error (MBE), il Mean Absolute Percentage Error (MAPE) e il Normalized Root Mean Squared Error (NRMSE). Tali metriche sono applicate per il modello non ottimizzato e per il modello ottimizzato in due step sui dati filtrati e utilizzati per le procedure di ottimizzazione. L'analisi comparativa è implementata utilizzando come valori di riferimento i profili di produzione sperimentali. Riassumendo, i due modelli analizzati sono i seguenti:

- **MODELLO BASE (NON OTTIMIZZATO):** Applicazione del modello da letteratura, descritto nella Sezione 2.2. I parametri non ottimizzati sono forniti dal costruttore dei moduli fotovoltaici e da riferimenti in letteratura per quanto riguarda i parametri dell'inverter.
- **MODELLO CIELO VARIABILE E OMBRE:** Applicazione del modello ottenuto in seguito al processo di ottimizzazione. I parametri in condizioni di cielo sereno ( $x = [\gamma_{th}, G_0, P_0, C_L, C_Q]$ ), sono ottenuti in seguito all'ottimizzazione nei mesi estivi, effettuata tramite lo step #4A, mentre i parametri per condizioni di cielo variabile e ombre ( $x = [a_{AM}, b_{AM}, c_{AM}, d_{AM}, a_{PM}, b_{PM}, c_{PM}, d_{PM}]$ ), sono ottenuti tramite lo step #4B per ogni mese del semestre invernale, mentre nel semestre estivo assumono un valore nullo.

### 3.4.4 Step #4D – Scelta del modello migliore e definizione del modello PoliTO

La fase conclusiva del processo di determinazione dei parametri del modello di stima dei profili di produzione consiste nel decretare quale modello, tra modello non ottimizzato e modello cielo variabile e ombre, permetta di ottenere le prestazioni più accurate per ciascun mese dell'anno. Tale scelta viene effettuata analizzando lo scarto energetico mensile rispetto alle misure sperimentali per ciascuno dei due modelli. Lo scarto energetico mensile ( $\Delta E_{\%,m,i}$ ) è calcolato tramite

l'Equazione (3-7). Dove  $E_{mod,m,i}$  rappresenta l'energia prodotta nell'i-esimo mese simulata tramite modello, mentre  $E_{mis,m,i}$  è il valore misurato sperimentalmente della medesima grandezza.

$$\Delta E_{\%,m_i} = 100 \cdot \frac{E_{mod,m_i} - E_{mis,m_i}}{E_{mis,m_i}} \quad (3-7)$$

In base all'analisi mensile dello scarto energetico viene definito il modello per la simulazione dei profili di produzione da impianti fotovoltaici, proposto all'interno del lavoro di tesi e denominato "modello PoliTO". In particolare, in ciascun mese dell'anno viene applicato, tra il modello base e il modello cielo variabile e ombre, il modello di simulazione che garantisce lo scarto energetico mensile minore rispetto alle misure sperimentali.

### 3.5 Step #5 - Applicazione del modello PoliTO

L'ultimo step della procedura per il monitoraggio dello stato operativo dell'impianto fotovoltaico consiste nell'applicazione del modello PoliTO a tutti i dati misurati disponibili relativi al periodo oggetto di analisi. Per valutare l'accuratezza dei risultati ottenuti, sono nuovamente calcolate le metriche di errore descritte nella Sezione 2.5. Tali metriche sono stimate per il modello PoliTO sui dati filtrati e utilizzati nel processo di ottimizzazione.

Successivamente viene effettuata un'analisi comparativa tra la producibilità misurata e il valore stimato dal modello proposto. I profili di produzione stimati da modello svolgono la funzione di benchmark, ovvero rappresentano i profili di riferimento che l'impianto dovrebbe presentare qualora operasse nelle condizioni operative previste. L'analisi comparativa si basa sul calcolo dei Key Performance Indicators (KPIs), i quali consentono di ottenere una stima delle prestazioni dell'impianto. I KPIs considerati all'interno dell'analisi sono il Performance Ratio (PR) e il numero di ore equivalenti, i quali sono descritti nella Sezione 2.6.

Il calcolo degli indicatori di performance viene effettuato prima utilizzando i dati relativi ai profili di produzione sperimentali e, successivamente, viene ripetuta la medesima operazione per i profili di produzione simulati dal modello. Tramite il confronto tra KPI effettivi e i KPI attesi, è possibile valutare il discostamento del

---

funzionamento reale dal comportamento atteso, e quantificare eventuali perdite causate dalle problematiche individuate.

---

## Capitolo 4

### 4 Impianti analizzati nel caso studio

La procedura per il monitoraggio delle prestazioni per impianti fotovoltaici, proposta nel Capitolo 3 è applicata per due impianti PV installati presso il polo universitario del Politecnico di Torino. Nel presente capitolo, vengono introdotti e descritti gli impianti analizzati nel corso del lavoro di tesi ed i sistemi di acquisizione dati implementati su ciascun impianto per la misurazione delle grandezze necessarie all'attività di monitoraggio.

#### 4.1 Panoramica degli impianti PV del Politecnico di Torino

Il Politecnico di Torino è un polo universitario costituito da un complesso di numerose aule, uffici e laboratori, in cui si concentrano le attività del corpo universitario. Il fabbisogno energetico richiesto per il sostentamento di tutte le attività svolte all'interno dell'università è considerevole. Per soddisfare tale richiesta di energia, è necessaria una massiccia importazione dalla rete esterna oppure l'implementazione di un impianto di generazione interno all'università. Per ridurre al minimo le importazioni e minimizzare le emissioni dovute alla produzione di energia, il Politecnico di Torino ha attuato la costruzione di un complesso di impianti fotovoltaici, per poter soddisfare, in parte, il proprio fabbisogno energetico. Dal 2009, anno di installazione del primo impianto, il parco fotovoltaico dell'università è stato ampliato nel corso degli anni fino al raggiungimento della situazione attuale; al momento, sono stati implementati un numero di moduli fotovoltaici pari a 2859, per una potenza installata complessiva di 960,6 kWp, dislocati in sei impianti differenti.

Tutti gli impianti fotovoltaici sono collocati nei pressi del complesso di edifici della Sede Centrale dell'università e della Cittadella Politecnica, ad eccezione

dell'impianto denominato "Energy Center", che è situato sul tetto dell'Energy Center, un edificio leggermente dislocato rispetto alla Sede Centrale.

Nella Figura 4-1 viene riportata una fotografia dall'alto della Sede Centrale del Politecnico di Torino, ottenuta tramite Google Earth, in cui nei riquadri rossi sono evidenziati gli impianti fotovoltaici installati presso il polo universitario.

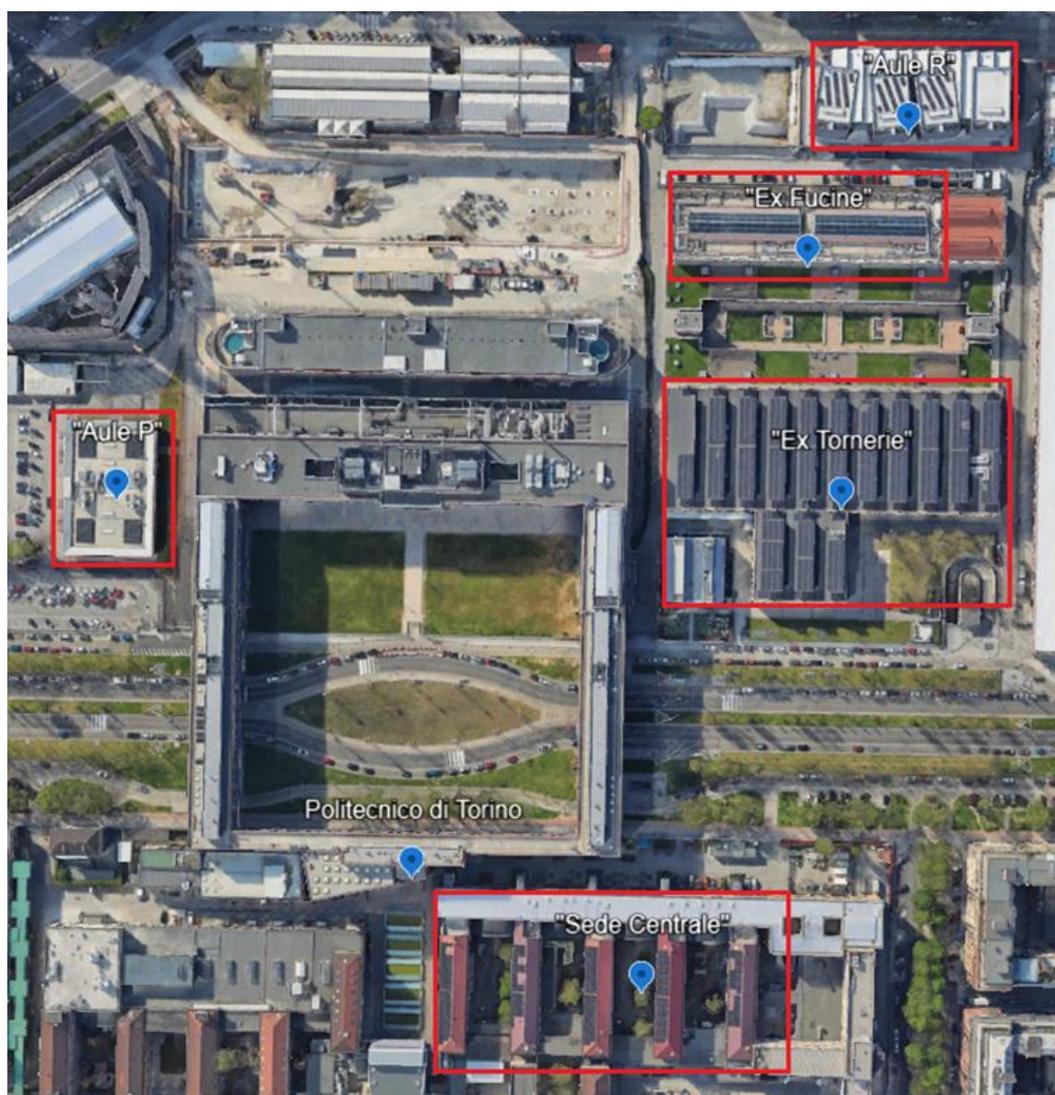


Figura 4-1: Collocazione degli impianti fotovoltaici POLITO (tramite Google Earth)

Nella Figura 4-2 è rappresentata l'evoluzione della capacità installata nel corso degli anni, all'interno del campus.

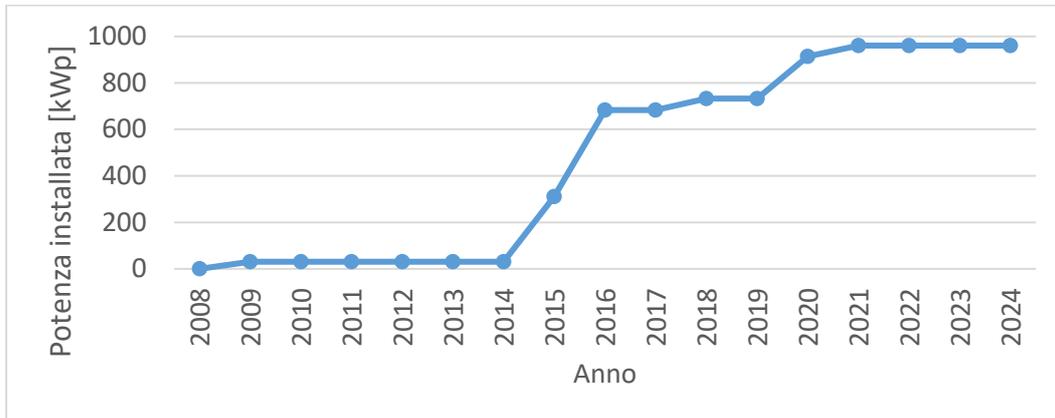


Figura 4-2: Evoluzione della potenza installata al Politecnico di Torino

Nella Tabella 4-1, per ciascun impianto fotovoltaico del Politecnico di Torino, vengono riportati i valori caratteristici del sito di installazione, ovvero l'anno di installazione e gli angoli dei moduli, che comprendono latitudine ( $\lambda$ ), longitudine ( $\varphi$ ), angolo di inclinazione ( $\beta$ ) e l'azimut ( $\gamma$ ). Quest'ultima grandezza rappresenta l'angolo di orientamento dei moduli del sistema fotovoltaico; dove un valore pari a zero corrisponde alla direzione Sud, mentre valori positivi indicano un orientamento verso Ovest.

Tabella 4-1: Caratteristiche del sito di installazione degli impianti

Nome Impianto	Anno	$\lambda$ (°)	$\varphi$ (°)	$\beta$ (°)	$\gamma$ (°)
"Ex Tornerie"	2015	45,06	7,66	26	28
	2016	45,06	7,66	26	28
"DIATI DISAT"	2020	45,06	7,66	26	33
"Aule P"	2018	45,06	7,66	10	28
"Aule R"	2021	45,06	7,66	10	28
"Ex Fucine"	2009	45,06	7,66	26	113
	2009	45,06	7,66	26	-67
"Energy Center"	2016	45,06	7,66	10	27

### 4.1.1 Panoramica della potenza installata

Gli impianti fotovoltaici, implementati nel corso degli anni, hanno una capacità ed un numero di componenti differenti, che varia in base all'area disponibile del sito di installazione. Nella Tabella 4-2 sono specificati, per ogni sistema PV del Politecnico di Torino, il numero di moduli ed inverter installati e la potenza nominale complessiva dell'impianto.

Tabella 4-2: Potenze e componenti installati per ogni impianto

Nome Impianto	Numero moduli	Numero inverter	Potenza nominale (kWp)
"Ex Tornerie"	1849	27	604,62
"DIATI DISAT"	487	8	181,48
"Aule P"	144	2	49,68
"Aule R"	117	3	46,80
"Ex Fucine"	108	2	30,56
"Energy Center"	154	4	47,41
<b>Totale</b>	<b>2859</b>	<b>46</b>	<b>960,56</b>

### 4.1.2 Descrizione impianti analizzati nel caso studio

La procedura di monitoraggio proposta e sviluppata all'interno del lavoro di tesi è stata applicata su due impianti installati presso il campus universitario del Politecnico di Torino. I due impianti fotovoltaici analizzati sono:

- Impianto "Ex Tornerie"
- Impianto "Aule P"

#### *Impianto "Ex Tornerie"*

L'impianto fotovoltaico denominato "Ex Tornerie" rappresenta l'impianto con la capacità installata più elevata all'interno del parco fotovoltaico del Politecnico di

Torino. Esso è il sistema fotovoltaico che contribuisce maggiormente alla soddisfazione del fabbisogno energetico del polo universitario, grazie ad una potenza nominale installata di 604,6 kWp. La realizzazione dell'impianto è avvenuta in due fasi distinte. In particolare, nel 2015 è stata effettuata la prima fase di installazione, che ha portato all'implementazione di 856 pannelli, per una potenza nominale complessiva di 279,9 kWp, mentre nel 2016 è avvenuto il completamento, in cui sono stati implementati i restanti 993 moduli, per 324,7 kWp di potenza nominale complessiva. Attualmente l'impianto fotovoltaico è costituito da un totale di 1849 moduli. Il modello di pannello fotovoltaico installato è il PM096B00 SunForte 327, di tipo monocristallino, commercializzato dall'azienda BenQ Solar. Nella Tabella 4-3 sono riportate le sue caratteristiche tecniche [23].

Tabella 4-3: Caratteristiche modulo BenQ Solar PM096B00 SunForte 327

Grandezza	Valore
Potenza nominale (Wp)	327
Efficienza	20,1%
Coefficiente di perdite termiche $\gamma_{th}$ (%/°C)	0,38%
NOCT (°C)	45 +/- 2

Nella Figura 4-3 è riportata un'immagine dall'alto, acquisita tramite Google Earth, dell'impianto fotovoltaico "Ex Tornerie".



Figura 4-3: Visione dall'alto impianto "Ex Tornerie" (tramite Google Earth)

### ***Descrizione Impianto “Aule P”***

L’impianto “Aule P” è entrato in funzione nel 2018 ed è caratterizzato da una potenza nominale complessiva pari a 49,7 kW<sub>p</sub>. Tale impianto è composto da 144 pannelli monocristallini, modello SunPower SPR-X21-345-COM, le cui caratteristiche tecniche sono evidenziate nella Tabella 4-4 [24].

Tabella 4-4 Caratteristiche modulo SunPower SPR-X21-345-COM

<b>Grandezza</b>	<b>Valore</b>
<b>Potenza nominale (W<sub>p</sub>)</b>	345
<b>Efficienza</b>	21,5%
<b>Coefficiente di perdite termiche <math>\gamma_{th}</math> (%/°C)</b>	0,29%

L’edificio, su cui è stato installato l’impianto analizzato, è caratterizzato da un tetto orizzontale; dunque, per ottenere un angolo di inclinazione dei moduli maggiore di 0°, i pannelli fotovoltaici sono stati installati sopra a delle strutture apposite in cemento. In questo modo è stato ottenuto un angolo di inclinazione pari a 10°. Nella Figura 4-4 è raffigurata una visione dall’alto, acquisita tramite Google Earth, dell’impianto “Aule P”.



Figura 4-4: Visione dall’alto impianto “Aule P” (tramite Google Earth)

## 4.2 Sistemi di acquisizione dati

Per poter effettuare il monitoraggio dello stato operativo degli impianti fotovoltaici in maniera efficiente è necessaria una catena di acquisizione dei dati affidabile e performante. I dispositivi implementati devono garantire delle misurazioni con una qualità ed un'incertezza consona all'impiego richiesto, ma soprattutto devono assicurare una elevata affidabilità nel corso delle attività di monitoraggio. Nella Figura 4-5 viene raffigurato, in maniera schematica, la catena di acquisizione dati implementata sugli impianti fotovoltaici del Politecnico di Torino per effettuare le operazioni di monitoraggio dello stato operativo di ciascun sistema energetico.

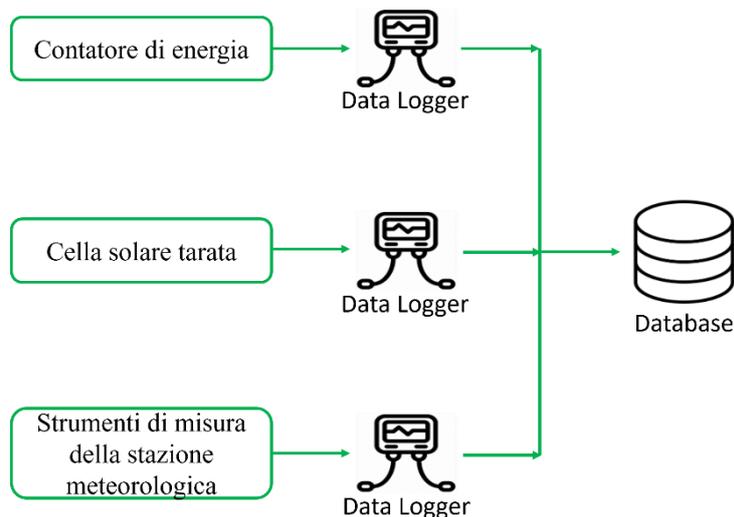


Figura 4-5: Schema del sistema di acquisizione dati

La catena di acquisizione dati per l'attività di monitoraggio si basa su tre tipologie di strumenti di misura. La prima categoria comprende i sensori per misurare i valori di irradianza globale incidente sul piano dei moduli fotovoltaici. Per svolgere tale funzione, presso determinati impianti fotovoltaici del Politecnico, è installata, per ciascun sistema, una cella solare tarata. La seconda, invece, è costituita dai contatori di energia trifase, implementati per misurare i profili di produzione di energia in corrente alternata. L'ultima categoria comprende gli strumenti di misura installati presso la stazione meteorologica del Politecnico di Torino. In particolare, la stazione meteo è costituita da un piranometro, per

---

effettuare le misura dei valori di irradianza globale su piano orizzontale, da un pireliometro, per le misure di irradianza diretta su piano normale, ed infine da un termoigrometro, per i valori di temperatura dell'aria.

I valori acquisiti dai diversi sensori utilizzati per l'attività di monitoraggio sono memorizzati da un dispositivo elettronico apposito, il data logger. Esso permette di acquisire e registrare dati e, successivamente, inviarli ai server dell'università. Successivamente, le misurazioni delle grandezze necessarie sono organizzate all'interno di un database. Le operazioni di organizzazione e lettura del database sono eseguite tramite MySQL Workbench, un software per la progettazione di database, che utilizza il linguaggio SQL (Structured Query Language). Il database utilizzato è costituito da tre tabelle, in ciascuna di esse viene registrata una tipologia di grandezze acquisite differenti. Nella prima tabella sono archiviati i dati di irradianza globale su piano inclinato misurati dalla cella solare tarate, installate su determinati impianti. Nella seconda sono registrate le misurazioni effettuate dai sensori collocati nella stazione meteorologica, mentre l'ultima tabella contiene i dati di energia misurata dal contatore fiscale per ciascun impianto. Tutti i dati presente nel database sono registrati con una frequenza pari a quindici minuti.

#### **4.2.1 Acquisizione dati di irradianza globale**

All'interno del database, sono registrati i valori di irradianza globale medi per ogni quarto d'ora, incidente su piano inclinato del modulo. Tali dati vengono misurati tramite apposite celle solari tarate collocate in prossimità degli impianti fotovoltaici analizzati. I sensori citati hanno un'accuratezza minore rispetto al piranometro soprattutto quando i livelli di irradianza incidente sono ridotti. Però, le celle solari tarate, essendo installati con i medesimi angoli di orientamento e di inclinazione dei moduli fotovoltaici, permettono di misurare direttamente l'irradianza globale su piano inclinato, senza dover utilizzare un modello semi-empirico per il riporto dell'irradianza sul piano del modulo.

Le celle solari tarate sono installate su tutti gli impianti fotovoltaici del Politecnico di Torino, ad eccezione dell'impianto collocato sopra le Aule R e dell'impianto dell'Energy Center.

### 4.2.2 Acquisizione dati della stazione meteorologica

Tramite i sensori installati presso la stazione meteorologica del Politecnico di Torino vengono effettuate le misurazioni dei valori di temperatura dell'aria, di irradianza globale su piano orizzontale (*GHI*), di irradianza diffusa su piano orizzontale e di irradianza diretta su piano normale. In particolare, per le misure della temperatura dell'aria è utilizzato un termoigrometro. Mentre per quantificare i valori di irradianza globale su piano orizzontale viene impiegato un piranometro. Il medesimo dispositivo, tramite l'utilizzo di una banda di occultazione, permette di misurare anche i valori di irradianza diffusa su piano orizzontale. Nella Figura 4-6 è raffigurato un modello di piranometro. L'ultimo sensore della stazione meteorologica impiegato nel corso delle operazioni di monitoraggio è il pireliometro, esso consente di misurare l'irradianza diretta su piano normale. Nella Figura 4-7 è riportato un esempio di tale strumento di misura.



Figura 4-6: Esempio di piranometro



Figura 4-7: Esempio di pireliometro

Presso la stazione meteorologica sono installati ulteriori strumenti di misura che permettono di quantificare i valori riguardanti la velocità e la direzione del vento, la pressione atmosferica e le precipitazioni atmosferiche. Queste ultime informazioni non sono però utilizzate nel modello proposto. Nella Figura 4-8 è

raffigurata la stazione meteo utilizzata per il monitoraggio degli impianti del Politecnico di Torino.



Figura 4-8: Stazione meteorologica

### 4.2.3 Acquisizione dati relativi all'energia elettrica generata

Per ciascun impianto fotovoltaico del Politecnico di Torino è installato un contatore fiscale di energia. Tramite tale dispositivo sono misurati i valori di energia generata in corrente alternata da ciascun impianto, tali misure vengono successivamente registrate nel database tramite una catena di dispositivi appositi. L'unità di misura di tali dati è il kWh, inoltre essi sono misurati e registrati con una frequenza pari a quindici minuti. Partendo dall'energia prodotta ogni quarto d'ora, viene stimata la potenza AC media generata, considerando quest'ultima grandezza come un valore costante nell'arco dei quindici minuti. Dunque, i profili di produzione di potenza AC sono ricavati moltiplicando per un fattore pari a quattro i valori di energia misurata. La catena di dispositivi per la misura e registrazione dei profili di produzione è schematizzata nella Figura 4-9.

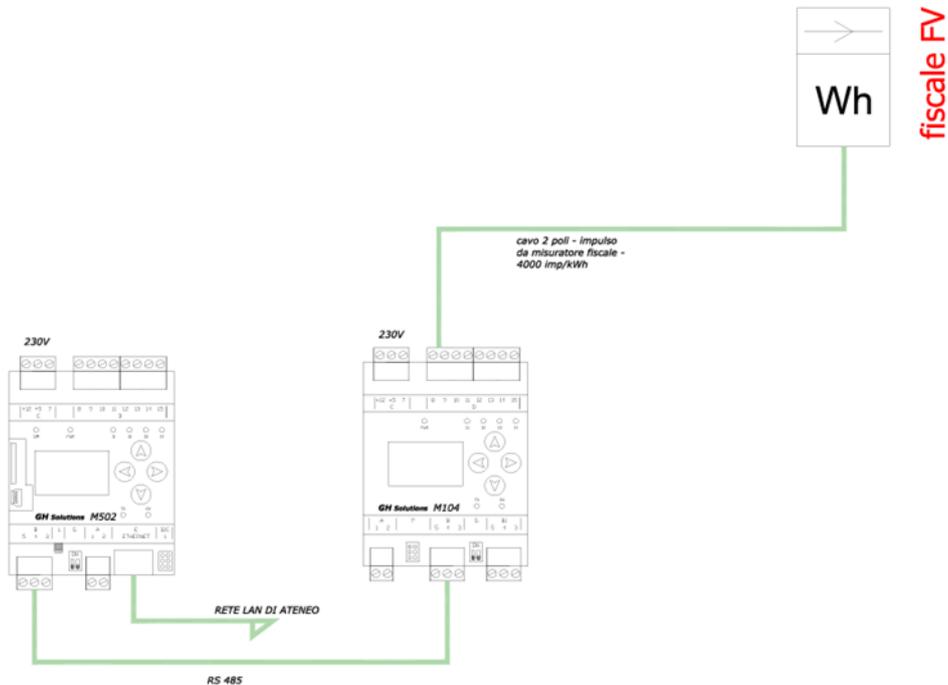


Figura 4-9: Schema acquisizione dati di energia generata

La catena per l'acquisizione dei profili di produzione è costituita dai seguenti dispositivi: un contatore fiscale di energia, un'unità di controllo ed un'unità di espansione SLAVE. Per periferica SLAVE si intende un dispositivo, il cui controllo delle azioni è gestito da un'unità centrale. L'unità di controllo installata su entrambi gli impianti fotovoltaici analizzati è il modello M502 prodotta dall'azienda GH Solutions, mentre la periferica implementata è il modello M104, prodotto dalla medesima azienda.

Il funzionamento del sistema di acquisizione può essere descritto nel seguente modo: ogni impianto fotovoltaico è collegato ad un proprio contatore fiscale di energia trifase. Esso permette di misurare diverse grandezze, inclusa l'energia generata in corrente alternata dall'impianto [25]. Il valore di energia misurato viene trasmesso ad una catena di dispositivi dedicati alla registrazione dei dati, composta dall'unità di controllo e dalla periferica SLAVE. Il contatore è collegato, tramite un cavo a 2 poli-impulso, alla periferica dell'unità di controllo. Il cavo a due poli trasporta un segnale di tipo impulso, dove per ogni kWh misurato corrispondono

4000 impulsi. La periferica, attraverso la creazione di un numeratore virtuale, effettua il conteggio degli impulsi [26]. Successivamente, il dato in uscita è reso disponibile sul protocollo di comunicazione standard MODBUS RTU, su linea RS-485. Esso è uno dei protocolli di comunicazione seriale più utilizzati nell'ambito della connessione tra dispositivi industriali. Tramite il citato protocollo di comunicazione standard, la periferica comunica con l'unità di controllo. Questo dispositivo svolge la funzione di data logger, ovvero registra le informazioni che vengono ricevute dalla periferica. In seguito, l'unità di controllo rende disponibili i dati, inviandoli tramite il protocollo di comunicazione FTP (File Transfer Protocol) sulla rete LAN dell'ateneo [27].



Figura 4-10: Esempio di contatore fiscale



Figura 4-11: Unità di controllo GH Solutions



Figura 4-12: Periferica SLAVE GH Solutions

### 4.3 Problematiche dei sistemi di acquisizione

Analizzando i dati ottenuti in seguito all'operazione di acquisizione, sono state rilevate due problematiche correlate ai sistemi di acquisizione utilizzati. In particolare, le due problematiche riscontrate sono le seguenti.

#### 4.3.1 Problematica del conteggio degli impulsi per l'impianto "Ex Tornerie"

Nel sistema di acquisizione dati relativi alla produzione di energia elettrica AC dell'impianto "Ex Tornerie" si riscontra una specifica problematica. In particolare, il conteggio degli impulsi, effettuato con una frequenza pari a 15 minuti, è soggetto ad errori; in alcuni casi, si ha uno sfasamento temporale nella registrazione degli impulsi trasmessi dal contatore. Essi vengono registrati in momenti differenti rispetto al corretto funzionamento della catena di acquisizione. A causa di tale problematica, durante le giornate di cielo sereno non si ottengono degli andamenti di potenza uniformi, ma vengono riportati degli andamenti caratterizzati da picchi, che in realtà non sono presenti. Dunque, per ottenere un andamento della potenza elettrica misurata congruo con quello effettivo sarebbe necessario registrare i valori mediando con una frequenza pari o superiore ad un'ora. Nella Figura 4-13 viene rappresentato un esempio di tale problematica.

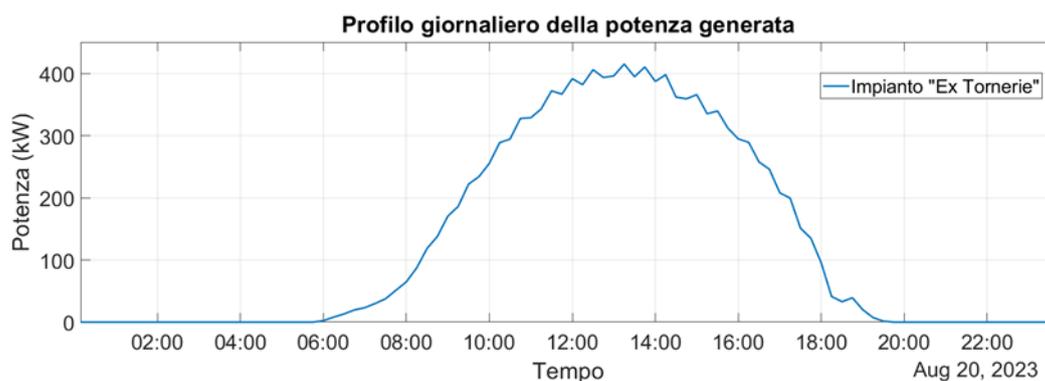


Figura 4-13: Esempio errore di sfasamento della registrazione degli impulsi

### 4.3.2 Disallineamento tra i profili di irradianza e di potenza

Analizzando i dati presenti nel database, è stato notato un disallineamento tra i profili di alcune grandezze, durante determinati periodi dell'arco temporale sotto analisi. In particolare, il profilo dell'irradianza globale su piano inclinato, misurata dalle celle solari installate sui vari impianti, ed i profili di produzione di potenza, misurati dai contatori, sono caratterizzati da un disallineamento temporale rispetto all'andamento dell'irradianza globale su piano orizzontale misurata dal piranometro della stazione meteorologica.

Tali divergenze si verificano dall'ultima settimana di luglio 2023 fino alla prima settimana di settembre 2023. Nel periodo precedentemente citato, le discrepanze tra i profili vengono riscontrate in tutti gli impianti analizzati. La causa di questo malfunzionamento risiede nel mancato allineamento della data e ora dei diversi data logger, a cui sono collegati i dispositivi di monitoraggio. Per ovviare a tale problematica, da settembre 2023 è stata introdotta una procedura automatica che ogni mese allinea l'ora e la data di tutti i data logger, attraverso la sincronizzazione con l'orario di un computer, utilizzando il protocollo Network Time Protocol (NTP). Per l'impianto "Ex Tornerie", i disallineamenti si sono verificati fino a giugno 2024. La data e l'ora del data logger erano corrette, grazie alla procedura introdotta e descritta precedentemente, ma la generazione e l'invio dei file tramite FTP (File Transfer Protocol) avvenivano con una timezone errata. Per risolvere il problema, è stata ripristinata la configurazione corretta.

Per la correzione dei dati influenzati da tale problematica è stato implementato un codice Matlab apposito, suddiviso in due parti. Nella prima parte, l'obiettivo è individuare i giorni in cui si verificano i disallineamenti. Mentre nella seconda, viene eseguito il riallineamento dei profili. Nelle sezioni sottostanti viene spiegato, in dettaglio, il procedimento per i profili di irradianza, dove viene utilizzato come profilo di riferimento l'andamento della grandezza *GHI* misurata dal piranometro. Il medesimo processo viene applicato, successivamente, per i profili di produzione di potenza AC.

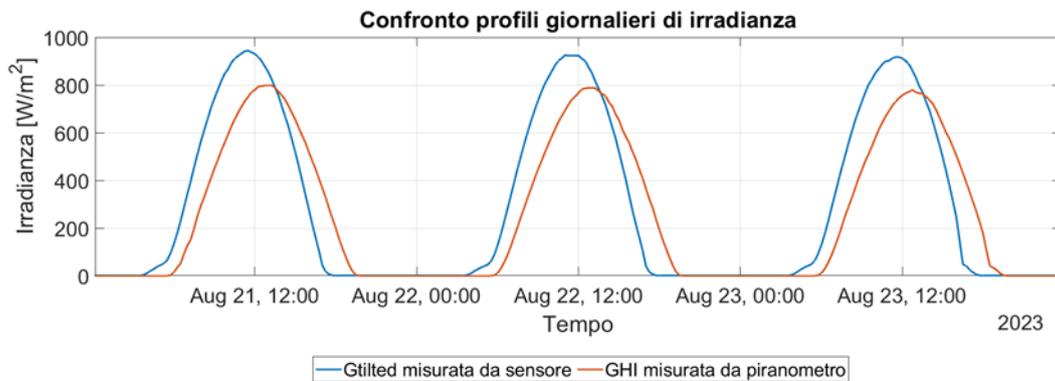


Figura 4-14: Esempio di disallineamento dei profili di irradianza

Nella Figura 4-14 è raffigurato un esempio della problematica del disallineamento tra i profili di irradianza, prima dell'implementazione del procedimento di correzione. Non è atteso un perfetto allineamento tra i due profili, a cause delle diverse inclinazioni del piano di riferimento degli strumenti di misura, ma in questo caso il divario tra i due andamenti è sintomo di un problema di rilevamento o registrazione dei dati.

### ***Individuazione delle giornate con disallineamento***

L'individuazione dei giorni caratterizzati dal disallineamento tra i profili di irradianza viene effettuata applicando un procedimento, basato sul confronto tra gli istanti temporale corrispondenti ai valori estremi delle curve dei profili giornalieri di irradianza globale misurata da piranometro ( $GHI$ ) e dalle celle solari ( $G_{\text{tilted}}$ ). In particolare, il processo è costituito dai i seguenti step; tali passaggi sono eseguiti per ogni impianto, attraverso l'implementazione di un ciclo for:

- 1) *Acquisizione dei dati dal database MySQL*
- 2) *Selezione dei profili giornalieri di irradianza:*  
Per ogni giornata, vengono selezionati i valori di irradianza globale su piano inclinato, misurati dalle celle solari, e i dati di irradianza globale su piano orizzontale, rilevati tramite l'uso del piranometro.
- 3) *Identificazione degli istanti temporali estremi:*  
Per ogni andamento giornaliero delle due grandezze interessate, viene individuato il primo e l'ultimo istante temporale in cui il profilo assume un

valore differente da zero. In questo modo sono identificati gli estremi degli andamenti giornalieri.

4) *Confronto tra i primi istanti temporali maggiori di zero:*

Viene effettuato un confronto tra gli istanti temporali, individuati nello step precedente, in cui gli andamenti delle due grandezze assumono per la prima volta un valore maggiore di zero. Se i due valori sono caratterizzati da uno sfasamento temporale minore di trenta minuti, i due profili sono considerati allineati.

5) *Confronto tra gli ultimi istanti temporali maggiori di zero:*

Viene effettuato un confronto tra gli istanti temporali, individuati nello step precedente, in cui gli andamenti delle due grandezze assumono per l'ultima volta un valore maggiore di zero. Se i due valori sono caratterizzati da uno sfasamento temporale minore di trenta minuti, i due profili sono considerati allineati.

6) *Individuazioni giornate con disallineamenti:*

Se gli andamenti giornalieri hanno sia il primo sia l'ultimo valore temporale estremo caratterizzato da uno sfasamento maggiore di trenta minuti, il profilo di irradianza globale su piano inclinato è considerato affetto dalla problematica di disallineamento.

### ***Allineamento dei profili***

Nella seconda parte del codice, viene implementato il procedimento, descritto nella Figura 4-15, per effettuare la traslazione delle curve errate ed ottenere il riallineamento dei profili. Il procedimento viene implementato per tutti gli impianti, attraverso un ciclo for. Per ogni giornata, precedentemente individuata attraverso la prima parte del codice, vengono selezionati i valori degli andamenti giornalieri di irradianza globale su piano orizzontale misurata da piranometro ( $GHI$ ) e di irradianza globale su piano inclinato rilevata tramite cella solare ( $G_{ilted}$ ). I profili di quest'ultima grandezza sono traslati con diversi *passi*, ovvero lassi temporale con cui viene spostato il profilo di irradianza. Inizialmente viene applicata una traslazione con un *passo* nullo, in seguito per i cicli successivi questa grandezza viene incrementata di quindici minuti alla volta, fino ad arrivare ad un valore massimo di tre ore. Per ogni traslazione effettuata, viene calcolato l'errore relativo tra la curva di irradianza globale su piano inclinato e  $GHI$ , utilizzando l'Equazione (4-1).

$$Err_{rel} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |(G_{traslata} - GHI)_i| \quad (4-1)$$

Il profilo traslato che garantisce l'errore relativo minore è considerata il profilo corretto dell'irradianza globale su piano inclinato misurata dalla cella solare. I nuovi valori sono sovrascritti nel vettore dei profili nelle giornate soggette alla problematica di disallineamento.

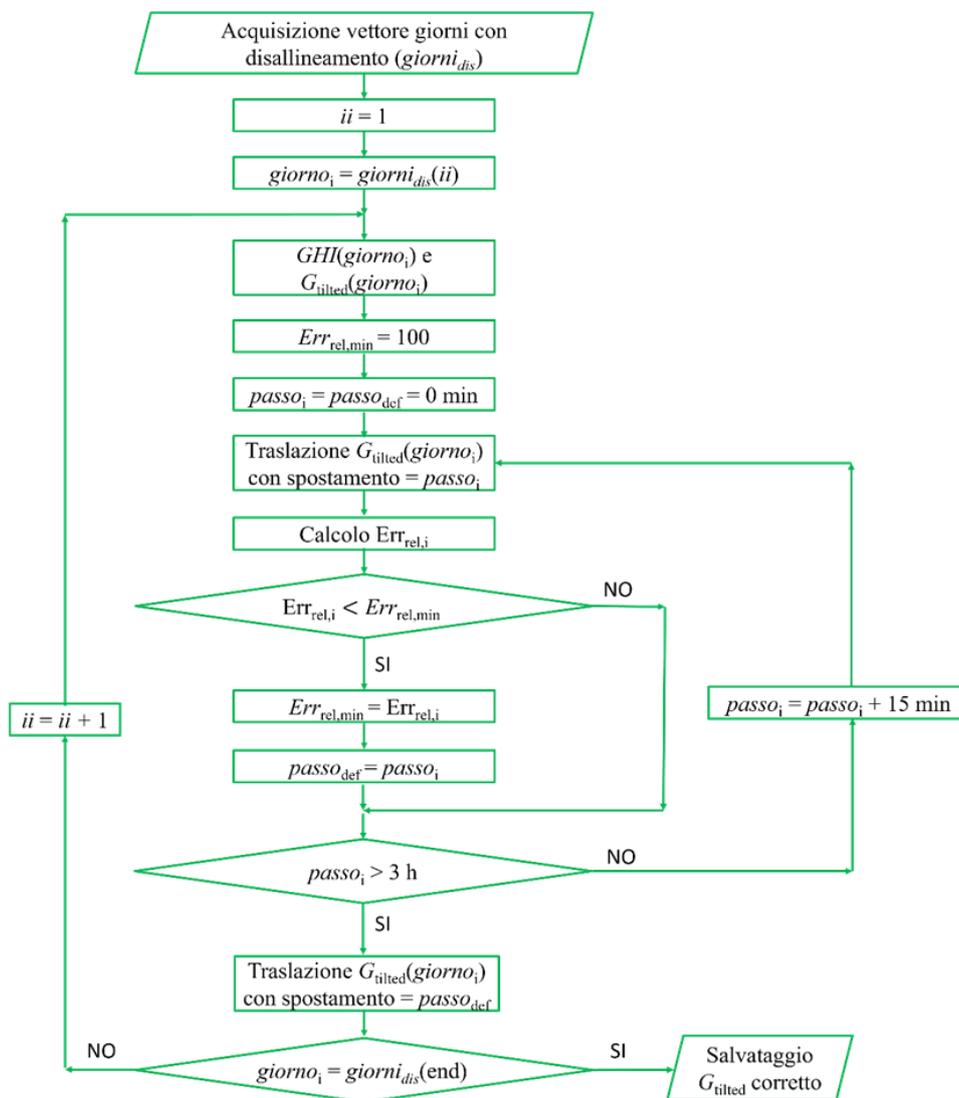


Figura 4-15: Processo di allineamento dei profili di irradianza

Questo processo permette di sopperire al malfunzionamento dei data logger, andando a correggere i dati registrati erroneamente, prima dell'implementazione delle procedure automatiche di allineamento delle date e dell'ora dei dispositivi di registrazione dei dati. Nella Figura 4-16 è raffigurato un esempio del risultato ottenuto attraverso il processo di allineamento dei profili di irradianza, dove il profilo in giallo rappresenta il profilo di irradianza ottenuto in seguito al processo di allineamento, il profilo blu quello precedente alla procedura di correzione ed il profilo rosso sono i valori di *GHI* misurati da piranometro.

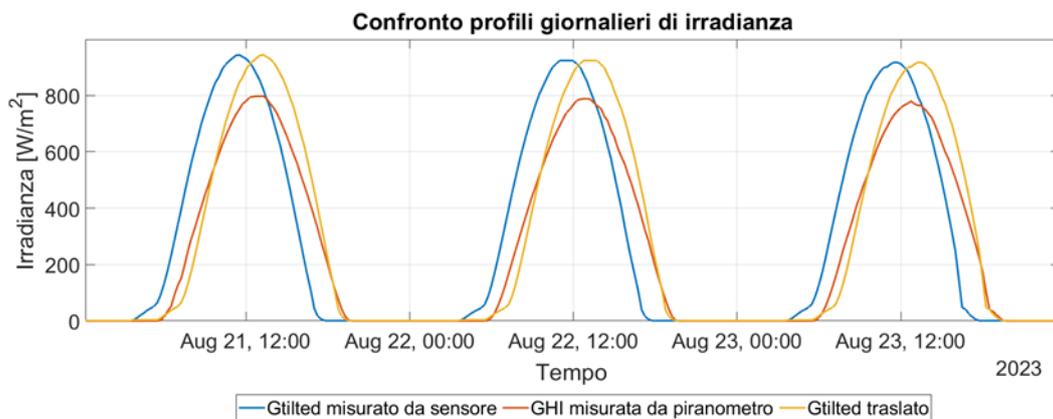


Figura 4-16: Esempio di allineamento dei profili di irradianza

---

## Capitolo 5

# 5 Applicazione della procedura di monitoraggio

Nel presente capitolo sono riportati i risultati ottenuti in seguito all'applicazione della procedura di monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici, proposta nel Capitolo 3, sugli impianti PV analizzati nel caso studio, descritti nel Capitolo 4. Per implementare la procedura proposta è stato utilizzato un apposito codice Matlab. Per l'impianto "Ex Tornerie" il processo di ottimizzazione è stato effettuato analizzando i dati dal 2020 fino al 2023, mentre per l'impianto "Aule P" i dati del 2023.

La sezione di descrizione dei risultati è preceduta dalla Sezione 5.1 e 5.2 dove sono, rispettivamente, riportati i valori, assegnati nell'analisi, dei parametri necessari per la procedura e sono descritte le grandezze che sono state importate per l'applicazione del modello proposto.

### 5.1 Definizione dei parametri richiesti

Nella Tabella 5-1 sono riportati i valori dei parametri richiesti dal modello di monitoraggio proposto, descritti nella Sezione 3.1 e assegnati nel corso del lavoro di tesi. In blu sono evidenziati i parametri caratteristici del sito di installazione, in arancione quelli relativi al modello elettrico di conversione dell'inverter, mentre in verde i parametri elettrici e termici dei moduli fotovoltaici implementati su ciascun impianto. In particolare, i valori riportati dei parametri ( $\gamma_{th}$ ,  $G_0$ ,  $P_0$ ,  $C_L$ ,  $C_Q$ ), che sono successivamente ottimizzati, rappresentano i valori utilizzati nel modello non ottimizzato.

Tabella 5-1: Definizione del valore dei parametri richiesti dal modello

Parametro	Impianto Ex Tornerie	Impianto Aule P
$\varphi$ (°)	45.06	45.06
$\lambda$ (°)	7.66	7.66
$\lambda_{\text{rif}}$ (°)	15	15
$\gamma$ (°)	28	28
$\beta$ (°)	26	10
anno di installazione	2016	2018
$P_0$ (kW)	1.209	0.099
$C_L$ (-)	0.005	0.005
$C_Q$ (1/kW)	3.31E-05	4.03E-04
$G_0$ (W/m <sup>2</sup> )	30	30
$P_{\text{STC}}$ (kW)	604.6	49.7
$\gamma_{\text{th}}$ (%/°C)	0.38	0.29
NOCT (°C)	45	46

Analizzando in dettaglio i valori assegnati: i parametri del modello di conversione DC/AC ( $P_0$ ,  $C_L$ ,  $C_Q$ ) sono stati calcolati tramite le formulazioni espresse nella Sezione 2.2.2, mentre, come valore del parametro soglia di bassa irradianza ( $G_0$ ) è stato utilizzato il valore medio (30 W/m<sup>2</sup>) dell'intervallo proposto nel documento [15], in cui viene indicato un range compreso tra 10 W/m<sup>2</sup> e 50 W/m<sup>2</sup>. Per quanto riguarda i parametri elettrici e termici del modulo fotovoltaico, i valori dei coefficienti termici sulla potenza ( $\gamma_{\text{th}}$ ) sono ricavati dalle schede tecniche dei pannelli ([23] e [24]). La medesima procedura è stata applicata per il valore di temperatura NOCT dell'impianto "Ex Torniere", mentre per l'impianto "Aule P", poiché tale valore non è fornito nella scheda tecnica, è stato utilizzato il valore medio dell'intervallo indicato nel documento [15], che propone un range da 42 °C fino a 50°C.

## 5.2 Importazione grandezze meteorologiche ed elettriche

Le grandezze meteorologiche ed elettriche necessarie per l'implementazione della procedura di monitoraggio proposta, indicate nella Sezione 3.2, sono importate dal database MySQL descritto nella Sezione 4.2. In particolare, come grandezze elettriche, sono importate le misure della potenza AC generata dall'impianto, misurate tramite i contatori fiscali.

Riguardo le grandezze meteorologiche richieste, sono importati i valori di temperatura dell'aria per stimare la temperatura delle celle, tramite il modello NOCT (Sezione 2.4.2) ed i valori di irradianza globale su piano inclinato misurati tramite cella solare tarata. Inoltre, sono importati anche le misure dell'irradianza diretta su piano normale e l'irradianza globale su piano orizzontale, effettuate rispettivamente tramite il pireliometro ed il piranometro. Queste ultime due grandezze sono utilizzate per calcolare nuovamente l'irradianza globale su piano inclinato, tramite il modello Liu e Jordan [17] (Sezione 2.4.1). Il valore stimato di irradianza viene utilizzato quando le misure della medesima grandezza effettuate tramite cella solare tarata non sono disponibili.

Per gli impianti analizzati non sono presenti misure dell'irraggiamento globale su piano inclinato in condizioni di cielo sereno; dunque, per stimare tale grandezza è applicato il modello Moon-Spencer ([22]), utilizzando come dati di ingresso i valori giornalieri storici di irraggiamento diretto (*HB*) e diffuso (*HD*), entrambi su piano orizzontale, per ogni mese dell'anno, riportati nella norma UNI 10349 [28]. Nella Tabella 5-2 sono riportati i valori delle ultime due grandezze citate utilizzati nell'analisi. Tali valori fanno riferimento alla provincia di Torino, dove sono collocati i siti di installazione degli impianti analizzati.

Tabella 5-2: Valori di irraggiamento medi giornalieri in condizioni di cielo sereno

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
HB	2.5	4.3	7.2	10.4	11.7	13.2	15.9	11.5	7.9	5.3	2.8	2.6
HD	2.5	3.5	5	6.6	7.9	8.3	7.6	7	5.6	4	2.7	2.7

### 5.3 Risultati: Impianto Ex Tornerie (605 kWp)

Nella presente sezione sono riportati i risultati ottenuti in seguito all'applicazione della procedura per il monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici, proposta nel Capitolo 3, per l'impianto "Ex Tornerie". In particolare, vengono prima riportati i risultati dell'analisi comparativa per valutare l'accuratezza del modello di stima della produzione fotovoltaica, in cui sono confrontati i seguenti tre modelli:

- **Modello base (non ottimizzato):** Applicazione del modello da letteratura, descritto nella Sezione 2.2, in cui i parametri sono forniti dal costruttore o da riferimenti in letteratura.
- **Modello cielo variabile e ombre:** Applicazione del modello in cui i parametri  $x = [\gamma_{th}, G_0, P_0, C_L, C_Q]$  sono ottenuti in seguito all'ottimizzazione nei mesi estivi, mentre i coefficienti del fattore correttivo per cielo non sereno e ombre ( $x = [a_{AM}, b_{AM}, c_{AM}, d_{AM}, a_{PM}, b_{PM}, c_{PM}, d_{PM}]$ ), sono ottenuti tramite un processo di ottimizzazione distinto per ogni mese del semestre invernale, mentre nel semestre estivo assumono un valore nullo.
- **Modello PoliTO:** Esso rappresenta il modello finale proposto all'interno della procedura per il monitoraggio. Per ciascun mese dell'anno viene valutato lo scarto energetico mensile rispetto al valore misurato, e viene applicato il modello che garantisce il discostamento minore rispetto alle misure tra il modello base e il modello cielo variabile e ombre.

Per evidenziare i risultati dell'analisi comparativa vengono mostrati gli andamenti giornalieri della produzione di potenza fotovoltaica ottenuti in giornate caratterizzate da condizioni operative differenti, ed i risultati relativi all'analisi del calcolo di apposite metriche di errore. Successivamente, vengono riportati i risultati della procedura del monitoraggio, in cui sono confrontate le prestazioni effettive dell'impianto analizzato con le prestazioni di riferimento, determinate attraverso l'applicazione del modello di stima (modello PoliTO).

#### 5.3.1 Definizione del modello PoliTO

Prima di presentare i risultati dell'analisi della procedura per il monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici, è necessario definire il modello PoliTO, ovvero identificare in quali mesi viene applicato il modello cielo variabile e ombre

e in quali il modello base. Il modello PoliTO costituisce il modello di stima della produzione fotovoltaica che viene applicato nella procedura proposta. Per ciascun mese dell'anno, in base al minor scarto energetico mensile rispetto al valore misurato, viene applicato il modello base oppure il modello cielo variabile e ombre. Nella Figura 5-1 sono riportati gli scarti energetici mensili ottenuti tramite l'applicazione dei due modelli citati. Analizzando i risultati ottenuti, vengono identificati i mesi in cui viene applicato il modello cielo variabile e ombre ed i mesi in cui viene adottato il modello base, determinando la definizione del modello PoliTO.

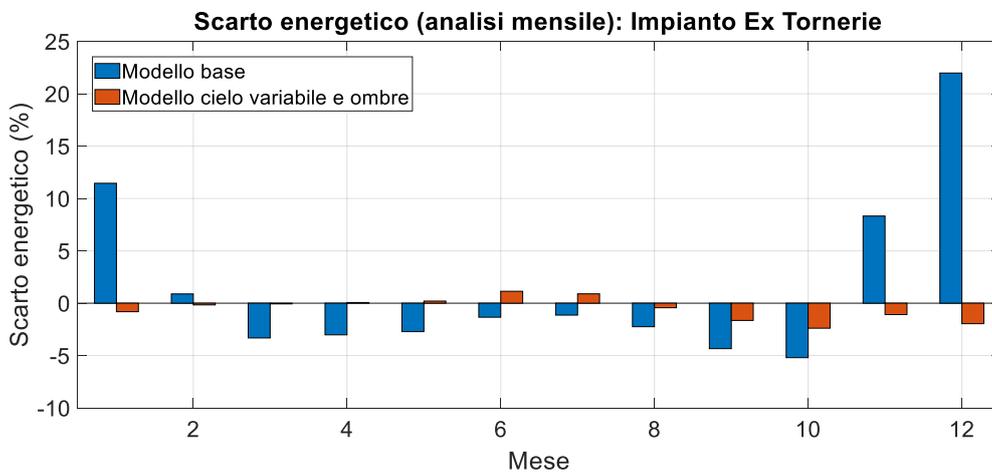


Figura 5-1: Confronto dello scarto energetico mensile rispetto alle misure (Ex Tornerie)

Per l'impianto "Ex Tornerie", il modello cielo variabile e ombre garantisce uno scarto energetico mensile minore, per ogni mese dell'anno, in confronto al valore ottenuto tramite il modello base. Dunque, per l'impianto analizzato, il modello PoliTO coincide con il modello cielo variabile e ombre, per tutti i mesi dell'anno.

### 5.3.2 Profili di produzione giornalieri in condizioni operative differenti

Per valutare l'applicazione dei modelli di stima, in questa sezione sono mostrati i profili giornalieri di produzione di potenza fotovoltaica, stimati tramite i modelli presentati, ed il valore misurato, in diverse condizioni operative. In particolare, sono analizzati i profili di giornate in presenza di possibili fenomeni di ombreggiamento, in una giornata in condizioni di cielo sereno ed una in condizioni di cielo coperto.

Inoltre, viene calcolato, tramite l'Equazione (5-1), lo scarto energetico dell'*i*-esimo giorno ( $\Delta E_{\%,gi}$ ) tra il valore stimato ( $E_{mod,gi}$ ) e il valore misurato ( $E_{mis,gi}$ ).

$$\Delta E_{\%,gi} = 100 \cdot \frac{E_{mod,gi} - E_{mis,gi}}{E_{mis,gi}} \quad (5-1)$$

### ***Giornata in presenza di possibili fenomeni di ombreggiamento***

Nella Figura 5-2, Figura 5-3, Figura 5-4, e Figura 5-5 sono raffigurati i profili di produzione di potenza di quattro giornate esemplificative, appartenenti a mesi ed anni differenti, ma tutte relative al periodo invernale; rispettivamente i mesi rappresentati sono novembre, dicembre, gennaio e febbraio. Queste quattro giornate analizzate sono caratterizzate da una sensibile riduzione della produzione di potenza nella seconda metà della giornata. La causa di tale diminuzione può essere ricondotta ad un fenomeno stagionale, poiché come mostrato nei grafici riportati, il medesimo effetto si verifica in quattro mesi della stagione invernale e si ripete in maniera analoga nei diversi anni analizzati. Tale riduzione non è imputabile alla presenza di nuvole, poiché sono analizzate giornate in condizioni di cielo sereno. Dunque, una potenziale causa può essere la presenza di fenomeni di ombreggiamento, i quali hanno un impatto maggiore nei mesi invernali, a causa dell'altitudine solare minore rispetto a quella caratteristica dei mesi estivi. Si ricorda che per l'impianto "Ex Tornerie", il modello PoliTO coincide ogni mese con il modello cielo variabile e ombre.

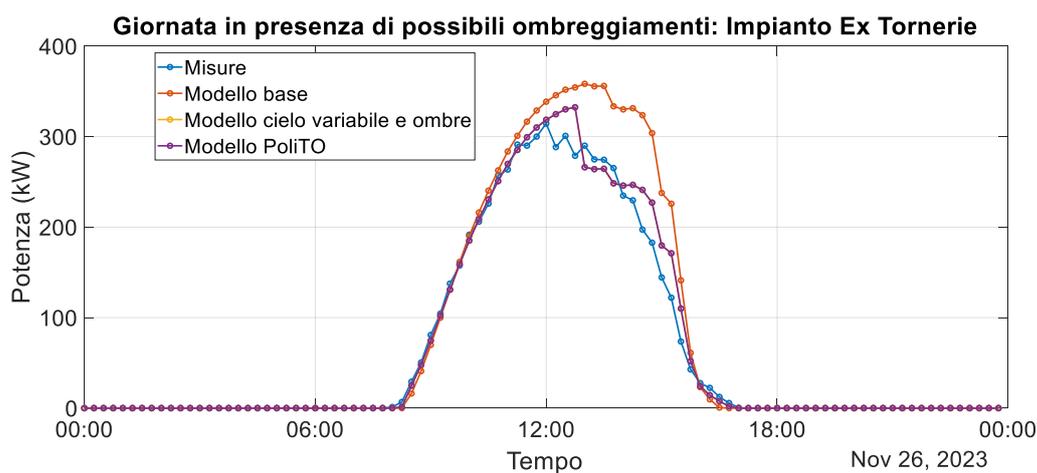


Figura 5-2: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Nov 2023)

Nella Figura 5-2 sono raffigurati i profili di produzione di potenza per una giornata di novembre 2023, in cui l'energia prodotta misurata è pari a 1544 kWh. Il modello base sovrastima la produzione giornaliera, ottenendo uno scarto energetico rispetto al valore misurato del 20,5%. L'applicazione del modello PoliTO, che per l'impianto "Ex Tornerie" coincide sempre con il modello cielo variabile e ombre, consente di ridurre lo scarto energetico nella giornata analizzata ad un valore pari a 4,5%.

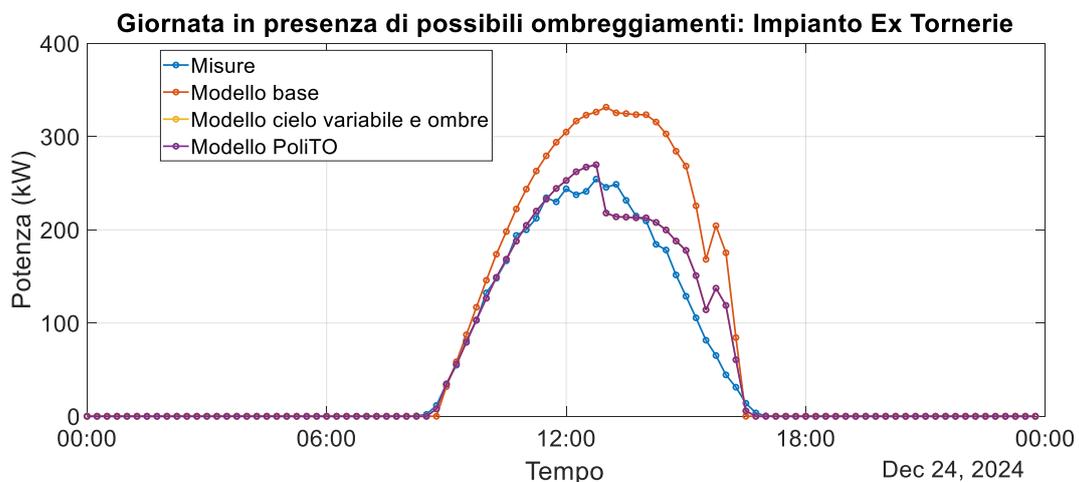


Figura 5-3: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Dic 2024)

Nel mese di dicembre 2024 (Figura 5-3) si ha una riduzione della produzione fotovoltaica sia nella prima che nella seconda metà della giornata. Nella giornata analizzata, il modello ottimizzato stima la produzione energetica giornaliera con uno scarto del 7,7% rispetto al valore misurato (1231 kWh). Al contrario, lo scarto energetico ottenuto tramite il modello base coincide con una sovrastima del 43,1%.

Nella Figura 5-4 vengono mostrati i profili di produzione per una giornata di gennaio 2022. Oltre alla riduzione di generazione di potenza misurata nella seconda metà della giornata, è presente una leggera riduzione anche nella prima metà. Nella giornata analizzata l'energia misurata è pari a 1596 kWh. Lo scarto energetico ottenuto tramite il modello PoliTO, in questa giornata è uguale al 1,7%, mentre per il modello base è del 18%.

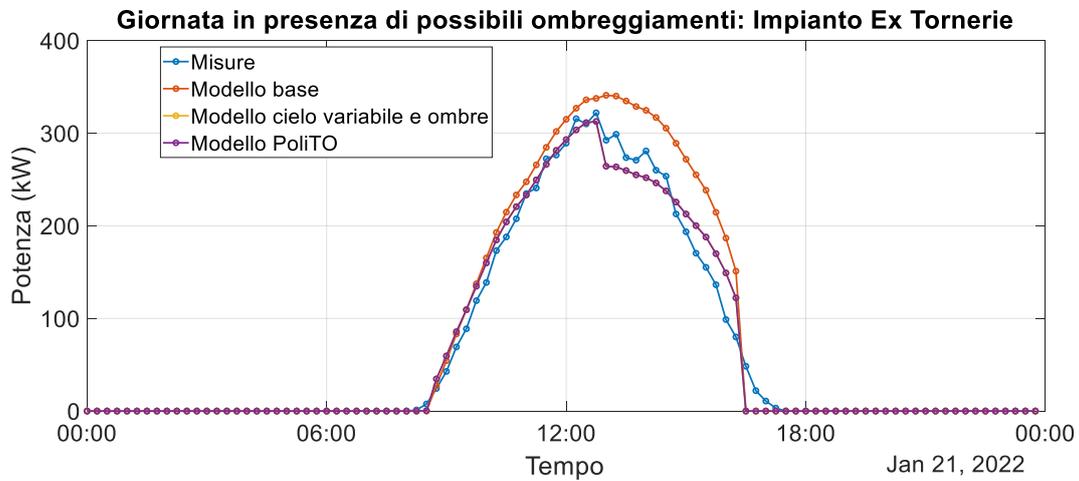


Figura 5-4: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Gen 2022)

Nella Figura 5-5, viene analizzata una giornata di febbraio del 2023 in cui l’energia generata complessivamente nella giornata ammonta a 1931 kWh. Il modello PoliTO permette di ridurre lo scarto energetico rispetto al valore misurato dal 12,3%, ottenuto tramite il modello base, fino a 6,3%.

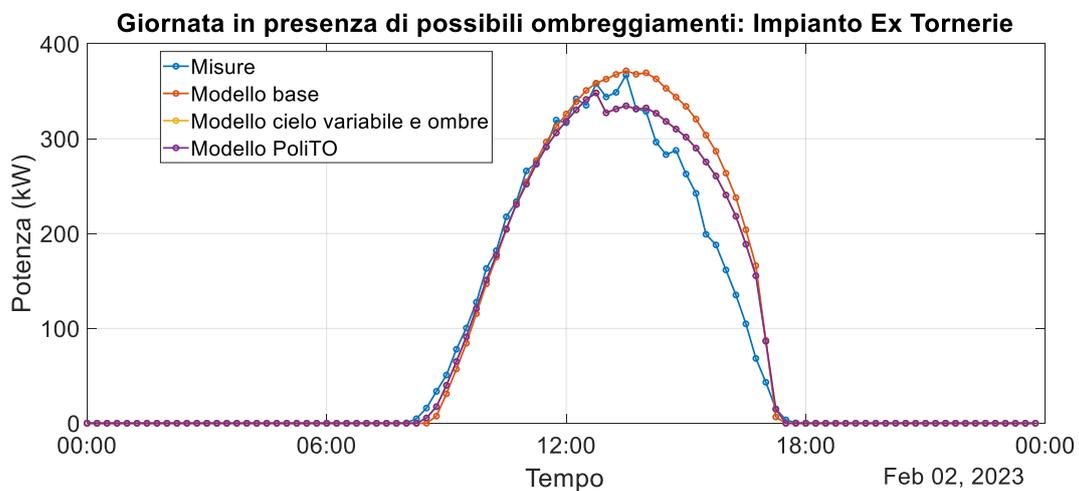


Figura 5-5: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Feb 2023)

***Giornata in condizione di cielo sereno***

Per analizzare il comportamento dei modelli di stima della produzione fotovoltaica, nel caso in cui l’impianto analizzato operi in condizioni di cielo

sereno, sono riportati i profili di produzione relativi ad una giornata priva di nuvole. Nel caso specifico, vengono mostrati i risultati per il 9 luglio 2021 (Figura 5-6).

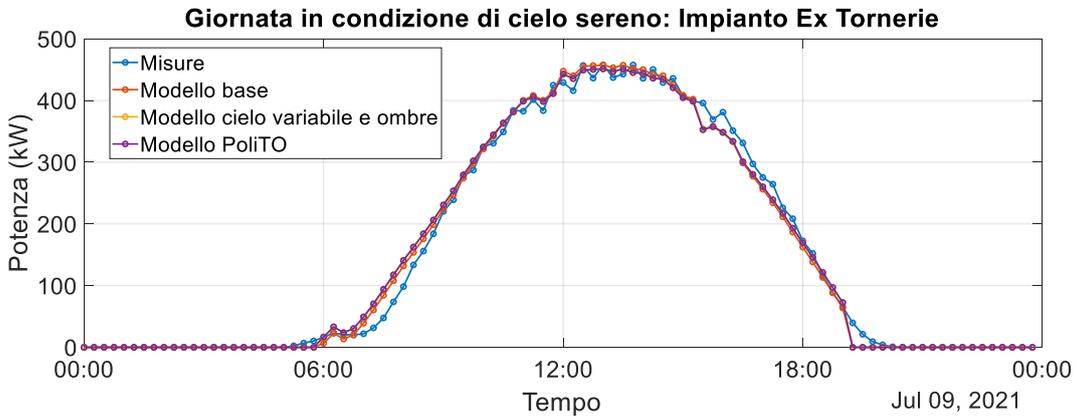


Figura 5-6: Profili giornalieri in condizioni di cielo sereno (Lug 2021)

Nella giornata analizzata, viene misurata una produzione di energia fotovoltaica pari a 3679 kWh. Sia il modello base che il modello ottenuto in seguito al processo di ottimizzazione (modello cielo variabile e ombre) garantiscono uno scarto energetico inferiore all'1%, rispetto al valore misurato.

***Giornata in condizione di cielo coperto***

Come giornata esemplificativa delle condizioni di cielo coperto, nella Figura 5-7, vengono analizzati i profili di produzione di potenza del giorno 14 novembre 2022.

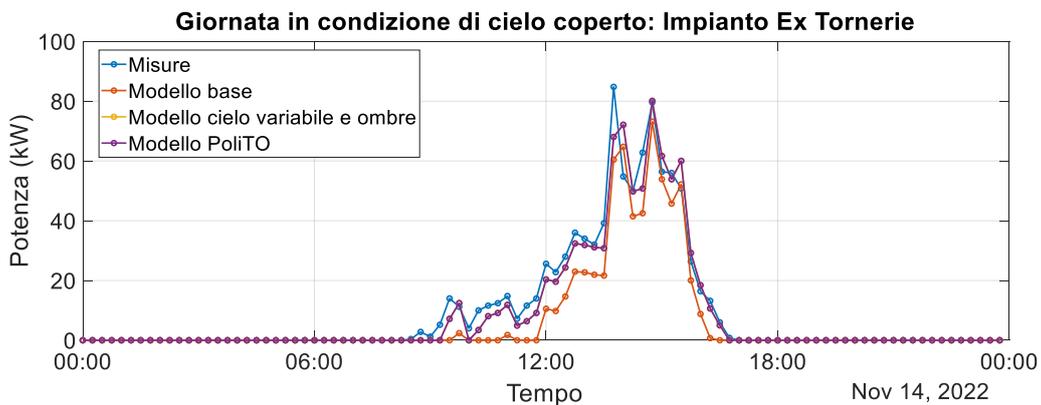


Figura 5-7: Profili giornalieri in condizioni di cielo coperto (Nov 2022)

Il modello base sottostima la produzione di potenza quando l'impianto opera in condizioni di cielo coperto. La causa di tale sottostima è dovuta ad una possibile non corretta taratura, per valori di bassa irradianza, dello strumento di misura utilizzato per rilevare l'irradianza incidente sui moduli dell'impianto "Ex Tornerie". Dunque, per l'impianto analizzato il fattore correttivo per condizioni di cielo coperto e ombre non introduce un effetto benefico, in quanto esso è un fattore correttivo che permette solo di ridurre la potenza stimata, per quantificare l'effetto sulla producibilità causato dalla presenza di nuvole.

Il modello PoliTO, che coincide con il modello cielo variabile e ombre, stima la produzione energetica della giornata analizzata con uno scarto giornaliero pari al -8,2% rispetto al valore misurato (224 kWh), mentre lo scarto ottenuto con il modello base è uguale a -34%. Tale miglioramento è dovuto all'ottimizzazione del valore soglia di bassa irradianza, il quale sarà analizzato nella sezione seguente.

### 5.3.3 Valore dei parametri ottimizzati

Nella Tabella 5-3 sono riportati i valori dei parametri ottimizzati nel semestre estivo. In rosso sono evidenziati i valori non ottimizzati, che rappresentano i dati utilizzati nel modello base. Tali valori sono ricavati da schede tecniche dei moduli fotovoltaici o da letteratura, come descritto nella Sezione 5.1. In verde sono mostrati i valori ottenuti in seguito al processo di ottimizzazione (Sezione 3.4.1); inoltre, vengono riportati il limite inferiore e superiore dell'intervallo di variazione del parametro durante l'ottimizzazione.

Tabella 5-3: Valori parametri ottimizzazione estiva (Impianto "Ex Tornerie")

Tipo	$\gamma_{th}$ (%/°C)	$G_0$ (W/m <sup>2</sup> )	$P_0$ (kW)	$C_L$ (-)	$C_Q$ (1/kW)
Modello base	0.38%	30.00	1.21	0.005	3.31E-05
Limite superiore	0.50%	50.00	1.45	0.006	3.97E-05
Valore ottimizzato	0.45%	11.43	1.30	0.006	3.97E-05
Limite inferiore	0.20%	10.00	0.97	0.004	2.65E-05

In seguito al processo di ottimizzazione, è stato ottenuto un valore del coefficiente termico ( $\gamma_{th}$ ) superiore rispetto al dato riportato nella scheda tecnica, fornita dal produttore dei moduli fotovoltaici utilizzati. Questo implica una maggiore dipendenza della potenza generata rispetto alla variazione di temperatura della cella. A temperature operative elevate, la potenza stimata utilizzando il valore ottimizzato sarà inferiore rispetto alla potenza calcolata con il dato fornito dalla scheda tecnica. Al contrario il valore soglia a bassa irradianza ottimizzato è inferiore rispetto a quello utilizzato nel modello base. Dunque, secondo il modello ottimizzato, le perdite a bassa irradianza hanno un'influenza minore sulla produzione di potenza fotovoltaica, rispetto alla stima del modello base. Infine, analizzando i coefficienti del modello quadratico per le perdite dovute alla conversione DC/AC, i valori ottimizzati sono superiori rispetto ai valori da letteratura, questo implica delle perdite causate dall'inverter più elevate rispetto al modello base.

Nella Tabella 5-4 sono mostrati i valori ottimizzati dei coefficienti dell'equazione cubica del fattore correttivo in condizione di cielo non sereno e ombre ( $f_{cnso}$ ), per i dati del mattino e del pomeriggio (Sezione 3.4.2).

Tabella 5-4: Valori ottimizzati dei coefficienti di  $f_{cnso}$  (Impianto "Ex Tornerie")

Mese	MATTINO				POMERIGGIO			
	$a_{AM}$	$b_{AM}$	$c_{AM}$	$d_{AM}$	$a_{PM}$	$b_{PM}$	$c_{PM}$	$d_{PM}$
1	0.14	0.03	-0.24	0.11	-0.74	0.80	-0.32	0.26
2	0.74	-0.53	-0.01	0.05	-0.07	0.31	-0.35	0.11
3	-0.32	0.43	-0.15	0.02	0.04	-0.06	0.02	0.00
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-0.45	0.70	-0.28	0.03	0.01	0.10	-0.14	0.05
11	0.51	-0.47	-0.03	0.08	-0.20	0.27	-0.34	0.27
12	0.52	-0.90	0.19	0.19	-0.11	-0.34	0.09	0.36

Come mostrato nel grafico riportato nella Sezione 5.3.2, nelle giornate in condizioni di cielo coperto, il modello base sottostima la produzione fotovoltaica effettiva dell'impianto, a causa di una probabile non corretta taratura, a bassa irradianza, della cella solare utilizzata per le misure dell'irradianza incidente. Dunque, il parametro  $f_{\text{cnso}}$ , che teoricamente quantifica la riduzione di produzione di potenza associata alla presenza di nubi, nell'impianto analizzato non permette di migliorare la stima nelle giornate di cielo coperto, poiché a cause della non corretta misura dell'irradianza, esso dovrebbe assumere un valore negativo, a cui sarebbe associato un aumento della potenza stimata.

Al contrario, l'ottimizzazione del fattore correttivo in condizioni di cielo non sereno e ombre permette di migliorare sensibilmente la stima della produzione fotovoltaica in presenza di fenomeni di ombreggiamento durante l'arco della giornata, come mostrato nei grafici della Sezione 5.3.2. In tali grafici sono riportati i profili di potenza generata in determinate giornate esemplificative del comportamento dell'impianto nei mesi di novembre, dicembre, gennaio e febbraio. In tutti e quattro i mesi citati si verifica una riduzione della produzione fotovoltaica nella seconda metà della giornata. Per i mesi di dicembre e gennaio tale fenomeno viene riscontrato anche nella prima metà. Analizzando i valori ottimizzati dei coefficienti del fattore correttivo per cielo non sereno e ombre per i quattro mesi citati, viene osservato un valore del termine noto  $d$ , relativo al pomeriggio, superiore a 0,1; nei mesi di dicembre e gennaio anche il coefficiente  $d$  relativo al mattino è superiore a tale valore. Nelle giornate di cielo sereno, in cui il termine cubico, quadratico e lineare del fattore  $f_{\text{cnso}}$  sono nulli o trascurabili, poiché l'indice di cielo coperto ( $ICC$ ) è anch'esso nullo o trascurabile, un incremento del termine noto  $d$  implica una riduzione della stima della potenza generata. In particolare, un valore superiore a 0,1 induce una riduzione della stima pari al 10% rispetto al valore stimato dal modello base.

Dunque, l'incremento del termine noto dell'equazione di  $f_{\text{cnso}}$  è indice di una maggiore influenza di un fenomeno stagionale, ripetuto negli anni, che induce una riduzione della potenza generata, questo fenomeno è potenzialmente imputabile alla presenza di possibili ombre sull'impianto. Quindi, l'analisi dei valori ottimizzati ottenuti consente di individuare i mesi in cui la produzione fotovoltaica dell'impianto è influenzata da possibili fenomeni di ombreggiamento.

### 5.3.4 Calcolo delle metriche di errore

In questa sezione, vengono presentati i risultati ottenuti dal calcolo di apposite metriche di errore, introdotte e descritte nella Sezione 2.5. Vengono svolte tre analisi differenti per mostrare le differenze tra il modello base, il modello ottimizzato (modello cielo variabile e ombre) e il modello finale utilizzato nella procedura per il monitoraggio (modello PoliTO). Per l'impianto analizzato, come indicato precedentemente, il modello PoliTO corrisponde sempre al modello cielo variabile e ombre. L'analisi delle metriche è effettuata esaminando i dati su cui è stato effettuato il processo di ottimizzazione. In particolare, per l'impianto "Ex Tornerie" l'intervallo temporale considerato per l'ottimizzazione inizia nel 2020 e termina nel 2023. La prima analisi è effettuata a livello mensile, mentre nella seconda le varie metriche di errore sono calcolate per i diversi intervalli di potenza generata, normalizzata per il valore di potenza nominale dell'impianto. Infine, nell'ultima analisi le metriche di errore analizzate sono calcolate sull'intero periodo di ottimizzazione.

#### *Analisi mensile*

Nella Figura 5-8 vengono rappresentati gli scarti energetici tra il valore stimato tramite modello e il valore misurato, per ogni mese dell'anno.

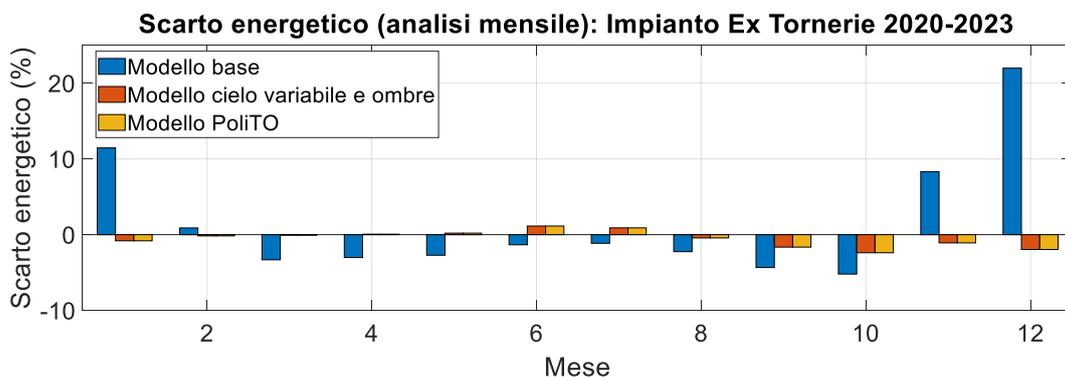


Figura 5-8: Scarto energetico (analisi mensile) Impianto "Ex Tornerie"

Il modello PoliTO, che per l'impianto analizzato corrisponde sempre al modello cielo variabile e ombre, garantisce per ciascun mese dell'anno uno scarto energetico, dal valore misurato, minore rispetto a quello ottenuto tramite il modello base. In particolare, il miglioramento più significativo si verifica nei mesi invernali,

in cui sono presenti fenomeni di ombreggiamento. In questi casi, il modello base sovrastima la produzione effettiva. Come esempio sono riportati i valori relativi al mese di dicembre, in cui lo scarto energetico ottenuto è pari al 22% rispetto al valore misurato, mentre il valore di tale grandezza conseguito tramite il modello PoliTO diminuisce fino ad arrivare al -1%. Analizzando i mesi del semestre estivo, si nota come il modello base sottostimi la produzione fotovoltaica effettiva da marzo fino a ottobre, con un valore massimo, registrato a novembre, pari al 5% del valore misurato. Tale sottostima è causata dalla assegnazione dei valori dell'efficienza globale dell'impianto ( $\eta_{mix}$ ) e del valore soglia di bassa irradianza ( $G_0$ ) eccessivamente pessimistici. Infatti, l'ottimizzazione del parametro  $G_0$  permette di migliorare la stima dell'energia generata nel semestre estivo.

Le considerazioni effettuate analizzando lo scarto energetico mensile sono appurate esaminando i valori del Mean Bias Error (MBE) per ogni mese dell'anno. I valori mensili di tale metrica, ottenuti in seguito all'applicazione dei diversi modelli di stima, coincidono con gli andamenti dello scarto energetico, mostrati precedentemente. Tale analisi è riportata nella Figura 5-9.

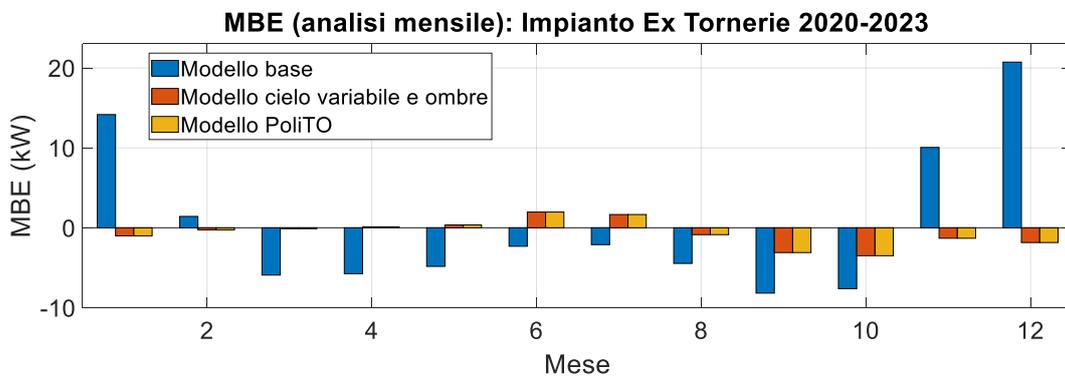


Figura 5-9: MBE (analisi mensile) Impianto “Ex Tornerie”

In seguito (Figura 5-10), sono riportati gli andamenti mensile della metrica di errore Mean Absolute Percentage Error (MAPE). Tale metrica non permette di distinguere sovrastime o sottostime, ma fornisce informazioni sull'ampiezza dell'errore in termini percentuali rispetto al valore misurato.

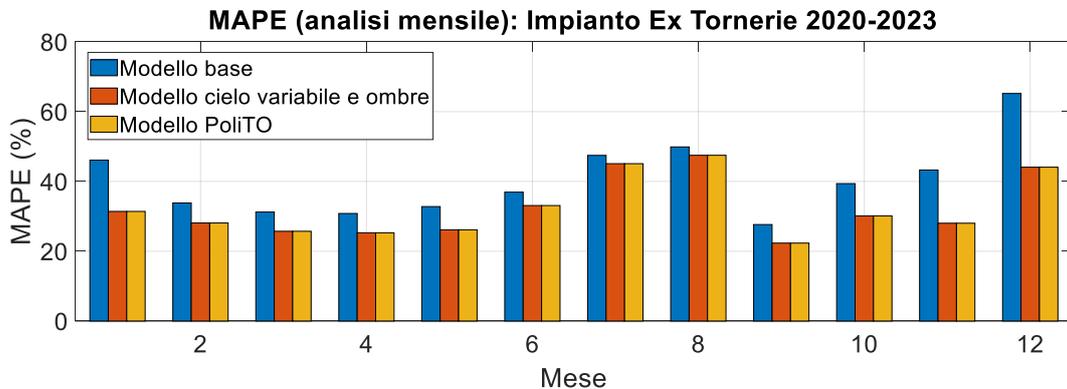


Figura 5-10: MAPE (analisi mensile) Impianto “Ex Tornerie”

Analizzando i valori del MAPE, l’applicazione del modello PoliTO comporta un miglioramento sistematico rispetto ai valori ottenuti con il modello base, sia nel semestre invernale che in quello estivo. Tuttavia, i miglioramenti più significativi si registrano nei mesi di gennaio, novembre e dicembre, ovvero i mesi in cui l’impianto è soggetto a ombreggiamenti. In particolare, nel mese di dicembre l’errore viene ridotto da un valore superiore al 60%, del modello base, fino ad un valore attorno al 40%, con il modello PoliTO.

**Analisi per intervalli di potenza generata**

La seconda analisi consiste nel calcolo delle metriche nei diversi intervalli di potenza generata ( $P$ ), normalizzata per la potenza nominale dell’impianto ( $P_n$ ). In particolare, tale analisi viene svolta per la metrica Mean Absolute Percentage Error (MAPE). Prima di mostrare i risultati ottenuti, vengono riportate la frequenza del dato, ovvero il numero di valori presenti, e l’energia generata per ciascun intervallo, rispettivamente nella Figura 5-11 e Figura 5-12.

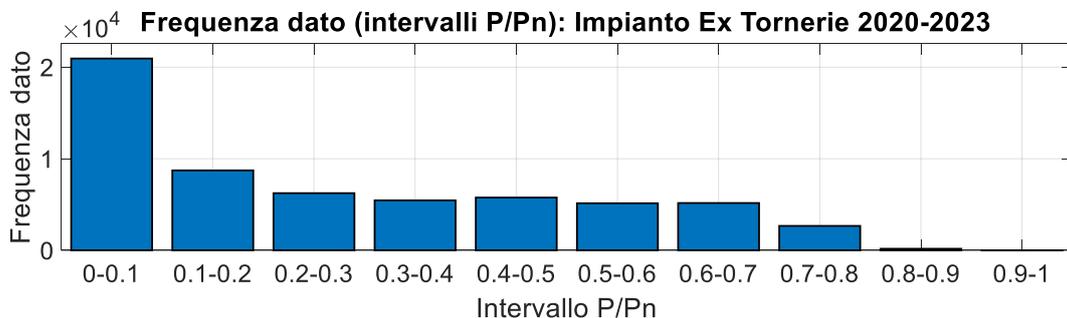


Figura 5-11: Frequenza dato negli intervalli di potenza generata (Impianto Ex Tornerie)

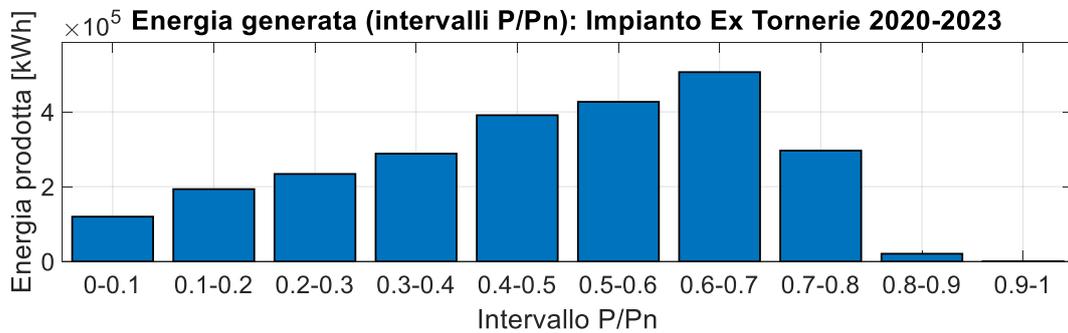


Figura 5-12: Energia prodotta negli intervalli di potenza generata (Impianto Ex Tornerie)

Per l’impianto “Ex Tornerie”, negli intervalli di potenza generata superiori all’80% della potenza nominale dell’impianto non è presente un numero significativo di elementi. Per tale ragione nell’analisi successiva i risultati relativi a tali intervalli non vengono riportati.

Nella Figura 5-13 sono mostrati i valori della metrica MAPE per i diversi intervalli di potenza generata.

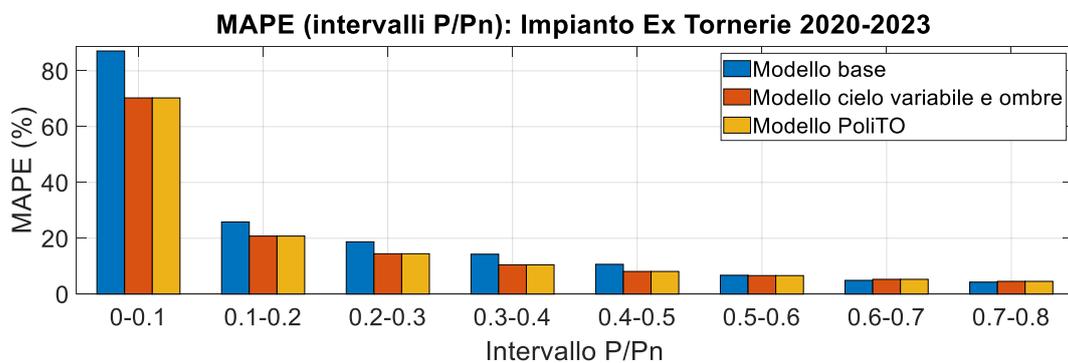


Figura 5-13: MAPE (analisi per i diversi intervalli P/P<sub>n</sub>) Impianto “Ex Tornerie”

Analizzando i valori di tutti i mesi dell’anno, il modello PoliTO garantisce delle prestazioni migliori in termini di MAPE rispetto al modello base quando l’impianto opera in un intervallo di potenza generata compreso tra lo 0 e il 50% della potenza nominale. Le prestazioni si equivalgono quando si analizzano intervalli di potenza generata superiori (tra il 50% e l’80% della potenza nominale).

### *Analisi sul periodo complessivo*

Infine, nella Tabella 5-5 sono riportati i valori complessivi delle metriche di errore calcolate sull'intero periodo su cui viene effettuato il processo di ottimizzazione. Lo scarto energetico e il MBE permettono di quantificare eventuali sottostime o sovrastime, però quando esse sono calcolate su un ampio periodo di analisi, si può verificare una compensazione dei valori negativi e positivi. Come mostrato nell'analisi mensile (Figura 5-8) il modello base sovrastima in inverno e sottostima nei restanti mesi dell'anno. Dunque, svolgendo un'analisi sull'intero periodo, questi due effetti si compensano. Al contrario il MAPE e il NRMSE non sono influenzati dalla compensazione tra i valori negati e positivi. In termini di queste due ultime metriche, il modello PoliTO garantisce un miglioramento complessivo rispetto al modello base sull'intero periodo analizzato.

Tabella 5-5: Valori metriche di errore Impianto “Ex Tornerie” 2020-2023

Metrica di errore	Modello base	Modello cielo variabile e ombre	Modello Polito
Scarto energetico (%)	-0.34	-0.32	-0.32
MBE (kW)	-0.56	-0.52	-0.52
MAPE (%)	39.5	31.9	31.9
NRMSE (%)	5.2	4.4	4.4

### **5.3.5 Applicazione del modello PoliTO e confronto dei KPIs**

In seguito alla valutazione delle prestazioni del modello di stima della produzione fotovoltaica proposto, il modello identificato, ovvero il modello PoliTO, è applicato sul set di dati completo relativo al periodo temporale su cui viene effettuata l'analisi di monitoraggio delle prestazioni dell'impianto “Ex Tornerie”, ovvero dal 2020 fino al 2024. La produzione energetica stimata tramite il modello PoliTO svolge la funzione di valore di riferimento, ovvero il valore di energia generata atteso quando l'impianto opera in maniera ottimale nelle condizioni lavorative reali. L'analisi del discostamento tra la produzione fotovoltaica effettiva dell'impianto e il valore stimato permette di identificare possibili malfunzionamenti e valutare le prestazioni dell'impianto. In questa sezione sono riportati i risultati di tale analisi, la cui procedura è descritta nella

Sezione 3.5. In particolare, sono riportati i valori mensili dello scarto energetico tra il valore misurato e il valore stimato tramite modello e i valori mensili e annuali di appositi indicatori, ovvero il Performance Ratio e il Final Yield, i quali sono introdotti e descritti nella Sezione 2.6.

Nella Tabella 5-6 sono mostrati i valori mensili dello scarto energetico ( $\Delta E_{\%,mi}$ ) tra il dato misurato ( $E_{mis,mi}$ ) e il valore di riferimento ( $E_{mod,mi}$ ), ovvero quello stimato. Tale grandezza è calcolata tramite l'Equazione (5-2).

$$\Delta E_{\%,mi} = 100 \cdot \frac{E_{mis,mi} - E_{mod,mi}}{E_{mis,mi}} \quad (5-2)$$

Un valore negativo dello scarto energetico implica una produzione effettiva inferiore rispetto al valore atteso, stimato tramite modello. Nella tabella, i mesi, in cui viene ottenuto un valore negativo, sono evidenziati in rosso, con una tonalità crescente all'aumentare dello scarto energetico. Al contrario, un valore positivo implica che la produzione misurata sia superiore rispetto a quella stimata, questo comportamento può essere dovuto ad una sottostima dell'effettiva irradianza incidente sui moduli oppure per l'utilizzo di coefficienti di perdita, implementati nel modello di stima, eccessivamente pessimistici.

Tabella 5-6: Scarto energetico mensile (Impianto "Ex Tornerie")

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
2020	0.0	-0.1	2.9	1.0	2.1	2.2	1.0	3.4	5.4	5.0	3.4	8.1
2021	6.3	5.1	1.9	1.3	0.0	0.9	1.8	-2.0	5.0	3.4	5.6	2.5
2022	-1.8	-0.4	-0.4	-0.6	0.0	-2.7	-1.2	-0.6	2.3	3.2	-0.7	-2.6
2023	-1.1	-4.3	-2.5	-2.3	-3.4	-7.0	-6.6	-1.8	-6.2	-3.8	-2.5	0.3
2024	-0.7	-2.7	-1.8	-6.6	-7.0	-5.9	-5.3	-4.0	-4.2	-7.4	-5.6	-3.0

Analizzando i risultati ottenuti, è possibile constatare come l'impianto "Ex Tornerie", nei primi tre anni analizzati, abbia generato dei valori di energia congrui con il dato stimato. Al contrario negli anni successivi sono presenti alcuni mesi in

cui la produzione effettiva è stata inferiore rispetto al valore atteso. In particolare, nell'intervallo temporale compreso tra aprile e novembre del 2024, è ottenuto uno scarto energetico superiore al 4% rispetto al valore atteso in ciascun mese del periodo citato, con picchi superiori anche al 7%.

### ***Confronto dei Key Performance Indicators (KPIs)***

Nella Tabella 5-7 sono riportati i valori mensili e annuali del Performance Ratio (PR) effettivi, ovvero calcolati utilizzando come dato di energia il valore misurato, mentre, nella Tabella 5-8 sono mostrati i valori di riferimento, ovvero quelli calcolati utilizzando il modello di stima della produzione fotovoltaica.

Tabella 5-7: PR effettivi (Impianto “Ex Tornerie”)

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
2020	0.00	0.80	0.84	0.81	0.80	0.79	0.77	0.79	0.83	0.84	0.76	0.72	0.80
2021	0.77	0.85	0.83	0.82	0.78	0.77	0.78	0.76	0.82	0.82	0.76	0.65	0.79
2022	0.70	0.78	0.81	0.79	0.00	0.73	0.74	0.74	0.80	0.82	0.71	0.62	0.76
2023	0.70	0.75	0.78	0.78	0.75	0.72	0.71	0.74	0.72	0.74	0.67	0.61	0.73
2024	0.72	0.77	0.78	0.74	0.73	0.73	0.72	0.72	0.74	0.72	0.67	0.60	0.72

Tabella 5-8: PR stimati tramite modello (Impianto “Ex Tornerie”)

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
2020	0.00	0.80	0.82	0.80	0.78	0.77	0.77	0.76	0.78	0.80	0.74	0.66	0.78
2021	0.72	0.80	0.81	0.81	0.78	0.77	0.76	0.77	0.78	0.80	0.72	0.64	0.77
2022	0.71	0.78	0.81	0.80	0.00	0.75	0.75	0.74	0.78	0.79	0.71	0.63	0.76
2023	0.70	0.78	0.80	0.79	0.78	0.77	0.76	0.75	0.77	0.77	0.69	0.61	0.76
2024	0.72	0.79	0.79	0.79	0.78	0.77	0.75	0.75	0.77	0.78	0.70	0.62	0.75

L'analisi del PR effettivo permette di valutare in maniera assoluta le prestazioni produttive dell'impianto; mentre il confronto tra il valore misurato e il valore stimato consente di esaminare le prestazioni dell'impianto, considerando le reali condizioni operative del sistema fotovoltaico analizzato.

Nei mesi di novembre, dicembre e gennaio, in tutti gli anni analizzati, si verifica una riduzione del PR, rispetto al valore assunto durante il corso dell'anno. Però, tramite il confronto tra i valori effettivi e quelli stimati è possibile evidenziare come le prestazioni produttive dell'impianto corrispondano alle prestazioni attese. La riduzione della produzione energetica, osservata nei mesi citati, è dovuta, in parte, alla presenza di fenomeni di ombreggiamento, individuati nelle analisi precedenti. Al contrario, in determinati mesi dell'anno 2023 e 2024, nel periodo tra aprile e ottobre, i valori effettivi del PR sono inferiori rispetto ai valori stimati. Dunque, nell'intervallo temporale citato, l'impianto analizzato produce meno rispetto al valore atteso, a causa di possibili malfunzionamenti o anomalie. Questo comportamento è ulteriormente evidenziato dalla riduzione dei PR annuali del 2023 e 2024 rispetto al PR stimato e dal confronto con le prestazioni produttive effettive del medesimo periodo negli anni precedenti.

Le medesime considerazioni sono confermate dall'analisi dei valori di un altro KPI, ovvero il Final Yield, o numero di ore equivalenti. In particolare, nella Tabella 5-9 sono mostrati i valori effettivi dell'indicatore, mentre nella Tabella 5-10 sono riportati i valori di riferimento, in cui l'energia generata è stimata tramite il modello proposto.

Tabella 5-9: Final Yield effettivi (Impianto "Ex Tornerie")

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
2020	0	86	92	131	142	130	141	135	116	77	56	32	1139
2021	55	66	121	118	140	133	128	26	110	89	45	50	1081
2022	68	85	101	116	0	74	92	30	57	73	57	37	789
2023	47	73	116	106	110	101	103	135	107	78	65	45	1087
2024	46	55	83	107	96	99	118	125	88	58	63	51	989

Tabella 5-10: Final Yield stimati tramite modello (Impianto “Ex Tornerie”)

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
2020	0	87	89	130	139	127	140	130	110	73	54	29	1108
2021	51	63	119	116	140	132	126	26	104	86	43	49	1055
2022	69	85	101	116	0	76	93	30	55	70	58	38	793
2023	48	76	119	109	114	108	110	137	113	81	67	45	1127
2024	46	57	84	114	103	105	125	130	92	62	67	53	1036

## 5.4 Risultati: Impianto Aule P (50 kWp)

Nella presente sezione, seguendo il medesimo procedimento utilizzato per l’impianto precedente, sono riportati i risultati della procedura proposta per il monitoraggio, applicata all’impianto “Aule P”. Per questo impianto il processo di ottimizzazione è stato effettuato utilizzando i dati relativi all’anno 2023.

### 5.4.1 Definizione del Modello PoliTO

Per definire il modello PoliTO utilizzato per il monitoraggio dell’impianto “Aule P”, nella Figura 5-14 sono riportati gli scarti energetici mensili rispetto al valore misurato, ottenuti applicando il modello base e il modello ottimizzato (modello cielo variabile e ombre).

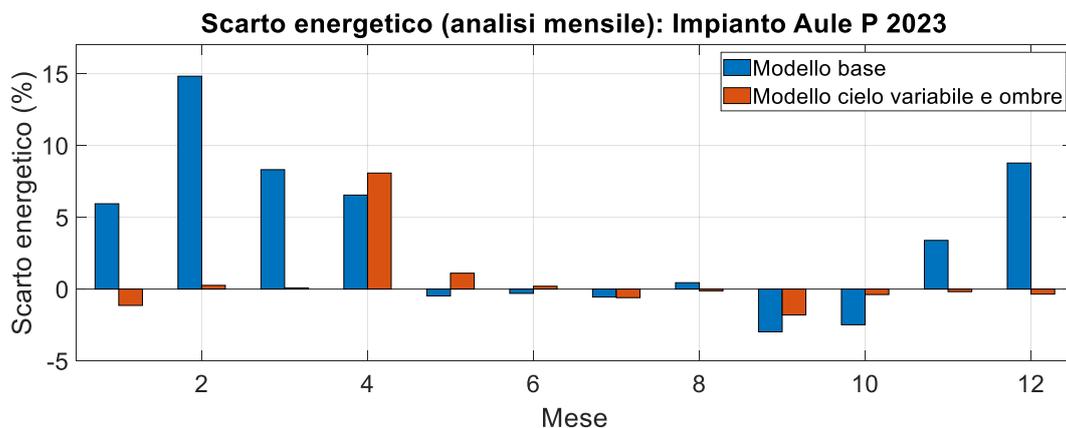


Figura 5-14: Confronto dello scarto energetico mensile rispetto alle misure (Aule P)

In termini di scarto energetico rispetto alle misure, il modello cielo variabile e ombre garantisce delle prestazioni migliori, in confronto al modello base, in tutti i mesi dell'anno, ad eccezione dei mesi di aprile, maggio e luglio. Il modello PoliTO, utilizzato nella procedura proposta per il monitoraggio dell'impianto, seleziona, per ciascun mese, il modello che presenta lo scarto energetico minore rispetto al valore misurato, tra il modello base e il modello cielo variabile. Di conseguenza, per l'impianto "Aule P", il modello PoliTO corrisponde al modello variabile e ombre per tutto l'anno, tranne ad aprile, maggio e luglio, in cui viene applicato il modello base.

#### 5.4.2 Profili di produzione giornalieri in condizioni operative differenti

Nella presente sezione sono mostrati i profili di produzione stimati tramite modello e misurati in diverse condizioni operative. Vengono analizzate determinate giornate in presenza di possibili fenomeni di ombreggiamento, in condizioni di cielo sereno e in condizioni di cielo coperto.

##### *Giornata in presenza di possibili fenomeni di ombreggiamento*

Nella Figura 5-15 sono rappresentati i profili di produzione per una giornata del mese di novembre 2022.

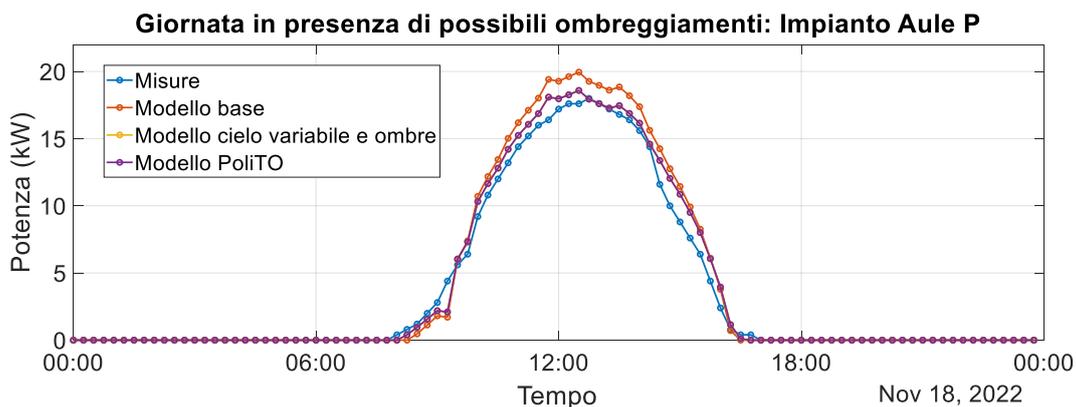


Figura 5-15: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Nov 2022)

Nella giornata analizzata è misurata una produzione di energia pari a 88 kWh. Il modello base sovrastima la produzione sia nella prima che nella seconda metà

della giornata, con uno scarto energetico equivalente all'11,8% rispetto al valore misurato. L'implementazione del modello PoliTO, che nel mese analizzato coincide con il modello cielo variabile e ombre, garantisce una riduzione di tale valore fino al valore ottenuto, ovvero il 6% della stima misurata.

Nella Figura 5-16 sono analizzati i profili giornalieri di produzione di potenza per il giorno 19 dicembre 2023, in cui la produzione fotovoltaica misurata è pari a 63 kWh.

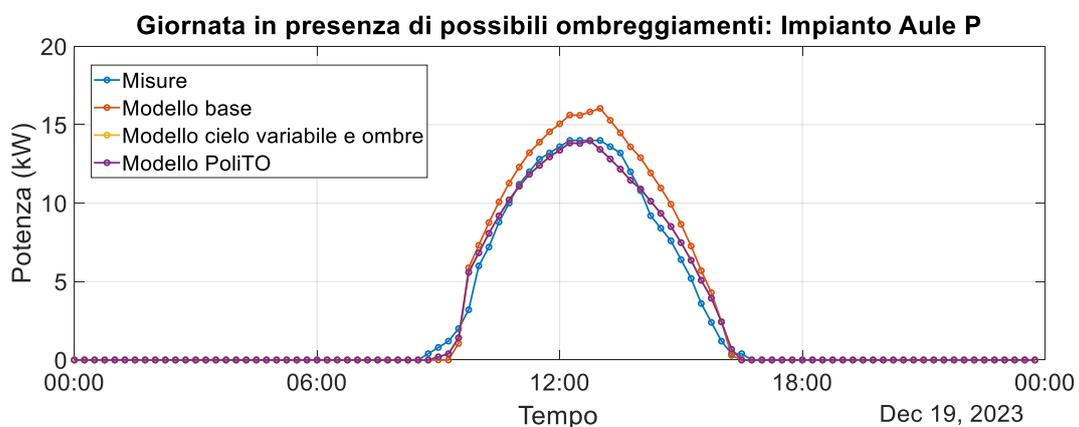


Figura 5-16: Profili giornalieri in presenza di possibili ombreggiamenti (Dic 2023)

L'applicazione del modello ottimizzato comporta uno scarto energetico dal valore misurato equivalente al 2,8%, mentre il valore ottenuto tramite il modello base è pari al 16,3% della stima misurata.

In entrambe le giornate analizzate si osserva una riduzione della produzione fotovoltaica sia nella prima che nella seconda metà della giornata rispetto ai valori stimati tramite il modello base. Il medesimo fenomeno si verifica in maniera analoga nei mesi di novembre e dicembre, per diversi anni. Una causa della riduzione di produzione fotovoltaica descritta è la presenza di fenomeni di ombreggiamento, che influisce sulla producibilità dell'impianto in maniera stagionale in base alla posizione di ostacoli prossimi ai moduli e alla variazione dell'altitudine solare nel corso dell'anno. Nelle condizioni operative descritte l'applicazione del modello PoliTO garantisce una stima più accurata della produzione fotovoltaica effettiva, rispetto al modello base.

### *Giornata in condizione di cielo sereno*

Per valutare le prestazioni dei modelli in giornate caratterizzate da cielo sereno, vengono riportati i profili di produzione di una giornata priva di nubi (Figura 5-17). Nel mese della giornata analizzata il modello PoliTO coincide con il modello base, non ottimizzato, poiché esso rappresenta il modello che garantisce lo scarto energetico mensile minore rispetto al valore misurato.

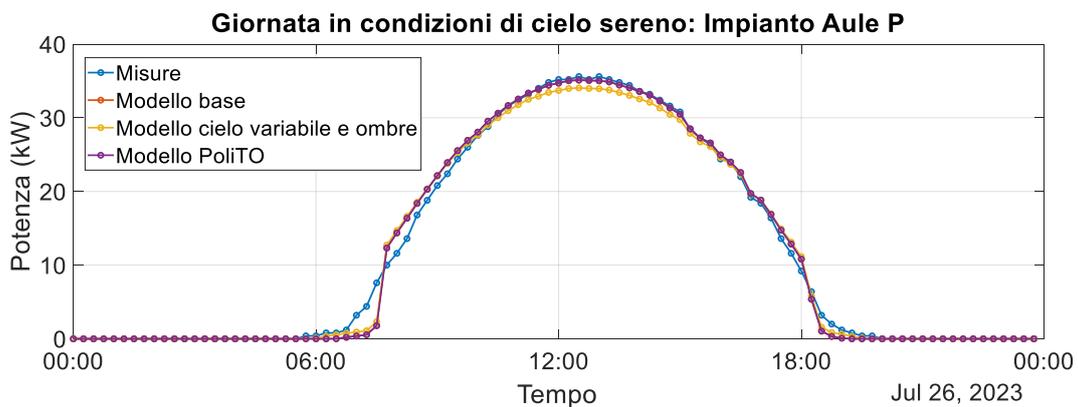


Figura 5-17: Profili giornalieri in condizioni di cielo sereno (Lug 2023)

Il modello cielo variabile e ombre sottostima la produzione effettiva (283 kWh) con uno scarto energetico pari a -1.5% del valore misurato. In particolare, la sottostima viene osservata al vertice della curva, che corrisponde al momento di massima producibilità. Il modello PoliTO, che in questo caso coincide con il modello base, garantisce uno scarto energetico al di sotto dell'1% rispetto al valore misurato.

### *Giornata in condizione di cielo coperto*

Nella Figura 5-18 sono mostrati i profili di produzione di una giornata in condizioni di cielo coperto.

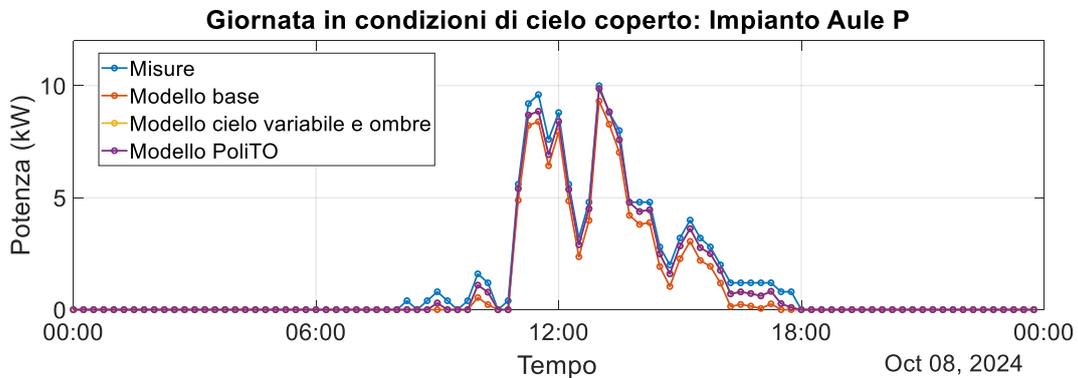


Figura 5-18: Profili giornalieri in condizioni di cielo coperto (Ott 2024)

Come descritto per l’impianto “Ex Tornerie”, anche in questo caso il modello base sottostima la produzione in giornate di cielo coperto a causa di una errata taratura, per valori di bassa irradianza, dello strumento di misura utilizzato per rilevare l’irradianza incidente sui moduli. Nella giornata analizzata è misurata una produzione fotovoltaica pari a 32 kWh. Lo scarto energetico ottenuto con il modello base è di -23,3% del valore misurato, mentre con il modello PoliTO il valore diminuisce al -10,9%. Tale miglioramento è principalmente imputabile all’ottimizzazione del valore soglia a bassa irradianza.

### 5.4.3 Valore dei parametri ottimizzati

Nella Tabella 5-11 sono mostrati, per i parametri ottimizzati nel semestre estivo, in rosso i valori utilizzati nel modello base, ricavati dalla scheda tecnica dei moduli fotovoltaici utilizzati e da letteratura, mentre in verde sono evidenziati i parametri ottenuti in seguito al processo di ottimizzazione.

Tabella 5-11: Valori parametri ottimizzazione estiva (Impianto “Aule P”)

Tipo	$\gamma_{th}$ (%/°C)	$G_0$ (W/m <sup>2</sup> )	$P_0$ (kW)	$C_L$ (-)	$C_Q$ (1/kW)
Modello base	0.29%	30.00	0.10	0.005	4.03E-04
Limite superiore	0.50%	50.00	0.12	0.006	4.83E-04
Valore ottimizzato	0.41%	17.74	0.10	0.006	4.83E-04
Limite inferiore	0.20%	10.00	0.08	0.004	3.22E-04

In seguito al processo di ottimizzazione è ottenuto un valore del coefficiente termico  $\gamma_{th}$  maggiore rispetto a quello indicato nella scheda tecnica del modulo, questo implica un incremento delle perdite quando il pannello opera in condizioni di temperature elevate. Al contrario, il valore soglia a bassa irradianza assume un valore minore, provocando una riduzione della stima delle perdite della potenza generata a bassa irradianza, rispetto al modello base. I coefficienti  $P_0$ ,  $C_L$  e  $C_Q$  assumono un valore maggiore nel modello ottimizzato rispetto al modello base, quindi la stima delle perdite relative alla conversione DC/AC è superiore rispetto al valore stimato dal modello non ottimizzato.

Nella Tabella 5-12 sono riportati i coefficienti del fattore correttivo per cielo non sereno e ombre ( $f_{cns0}$ ), per la prima e la seconda metà della giornata, per ciascun mese dell'anno.

Tabella 5-12: Valori ottimizzati dei coefficienti di  $f_{cns0}$  (Impianto “Aule P”)

Mese	MATTINO				POMERIGGIO			
	aAM	bAM	cAM	dAM	aPM	bPM	cPM	dPM
1	-0.01	-0.15	-0.05	0.18	-0.44	0.38	-0.14	0.17
2	-0.62	0.90	-0.46	0.25	-0.72	0.87	-0.31	0.19
3	0.20	-0.26	0.11	0.10	0.20	-0.26	0.16	0.06
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0
10	-0.42	0.61	-0.26	0.06	-0.03	0.05	-0.02	0.00
11	-0.01	-0.08	-0.02	0.09	-0.23	0.06	0.05	0.08
12	-0.84	0.89	-0.33	0.18	-0.32	-0.08	0.15	0.16

Come analizzato nell'impianto “Ex Tornerie”, a causa della sottostima dell'irradianza incidente sui moduli, in condizioni di bassa irradianza, causata dalla non corretta taratura dello strumento di misura, l'implementazione del fattore correttivo per le condizioni di cielo non sereno, per l'impianto analizzato, non

---

comporta un beneficio della stima della produzione fotovoltaica nelle giornate di cielo coperto.

Il beneficio principale dell'implementazione del fattore correttivo per condizioni di cielo variabile e ombre consiste nel miglioramento della stima della produzione fotovoltaica in presenza di fenomeni di ombreggiamento, come evidenziato nei grafici riportati nella Sezione 5.4.2. In tali grafici sono mostrati i profili di produzione di potenza per una giornata di novembre e una di dicembre, in entrambi i casi viene osservata una riduzione di produzione sia nella prima che nella seconda metà della giornata. Tale fenomeno si verifica anche in altri anni, dunque, essendo un fenomeno stagionale e ripetuto negli anni, esso è probabilmente causato dalla presenza di fenomeni di ombreggiamento. Nei mesi citati, ovvero novembre e dicembre, il termine noto  $d$  assume un valore prossimo o superiore a 0.1, sia per il mattino che per il pomeriggio. Tale valore implica una riduzione della potenza stimata pari al 10%, rispetto al valore ottenuto tramite il modello base, nelle giornate caratterizzate da cielo sereno. L'analisi dei valori del termine noto consente di individuare in quali mesi si verifica una riduzione della potenza generata, nelle giornate prive di nubi, a causa della presenza di ombre.

Nei mesi di gennaio, febbraio e marzo, nell'anno relativo al periodo di ottimizzazione, che per l'impianto "Aule P" coincide con il 2023, viene rilevata una riduzione della produzione fotovoltaica. Nelle analisi successive sarà evidenziato come tale fenomeno non si ripeta in altri anni; quindi, è probabilmente causato da malfunzionamenti dell'impianto nell'anno analizzato. Di conseguenza, per garantire l'affidabilità del processo di identificazione dei mesi in cui l'impianto è soggetto a fenomeni di ombreggiamento, è necessario disporre di uno storico di misure della potenza generata relativo a più annate, oppure ad un'annata in cui non si sono verificati malfunzionamenti, su cui applicare il processo di ottimizzazione.

#### 5.4.4 Calcolo delle metriche di errore

Nella presente sezione vengono riportati i risultati dell'analisi del calcolo delle metriche di errore per l'impianto "Aule P", seguendo la medesima procedura utilizzata per l'impianto "Ex Tornerie".

##### *Analisi mensile*

Nella Figura 5-19 sono mostrati i valori degli scarti energetici mensili rispetto al valore misurato, ottenuti tramite l'applicazione dei modelli di stima della produzione. Il modello PoliTO, come descritto nella Sezione 5.4.1, per l'impianto "Aule P" coincide con il modello cielo variabile e ombre per tutto l'anno, ad eccezione dei mesi di aprile, maggio e luglio in cui viene applicato il modello base, poiché rappresenta il modello che garantisce lo scarto energetico minore.

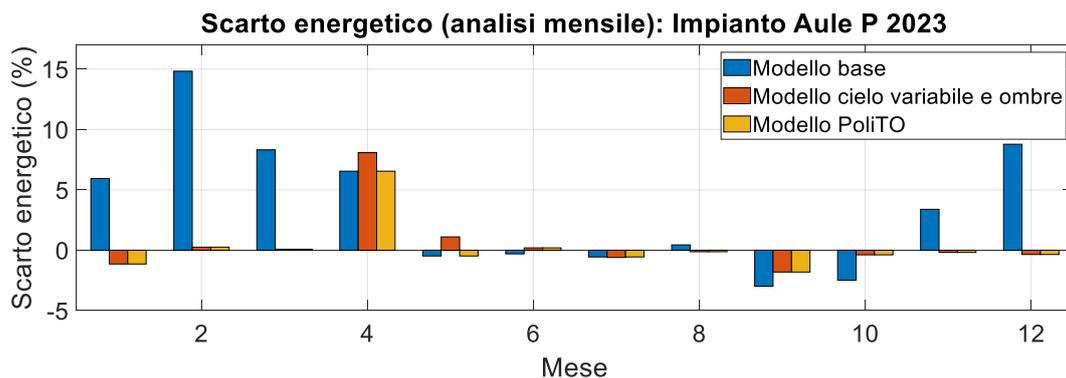


Figura 5-19: Scarto energetico (analisi mensile) Impianto "Aule P"

L'applicazione del modello PoliTO garantisce uno scarto energetico mensile rispetto al valore misurato sempre minore al 2%, ad eccezione del mese di aprile in cui il valore si assesta attorno al 5%. In particolare, il modello proposto permette di migliorare la stima energetica, rispetto al modello base, nei mesi in cui l'impianto è soggetto a fenomeni di ombreggiamento, ovvero novembre e dicembre. A dicembre lo scarto energetico viene ridotto dall'8,8%, ottenuto con il modello non ottimizzato, fino all'0,4%, ottenuto con il modello PoliTO. La sovrastima energetica del modello base nei mesi di gennaio, febbraio e marzo è principalmente causata da malfunzionamenti dell'impianto analizzato, come citato precedentemente.

Nella Figura 5-20 sono riportati i valori mensili del Mean Bias Error (MBE), il cui andamento riflette le considerazioni effettuate per lo scarto energetico mensile.

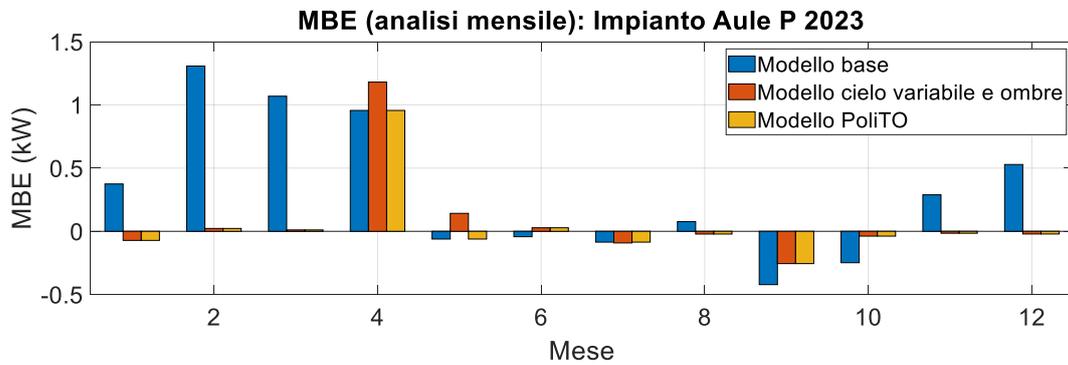


Figura 5-20: MBE (analisi mensile) Impianto "Aule P"

Nella Figura 5-21 sono riportati i risultati dell'analisi mensile della metrica di errore Mean Absolute Percentage Error (MAPE).

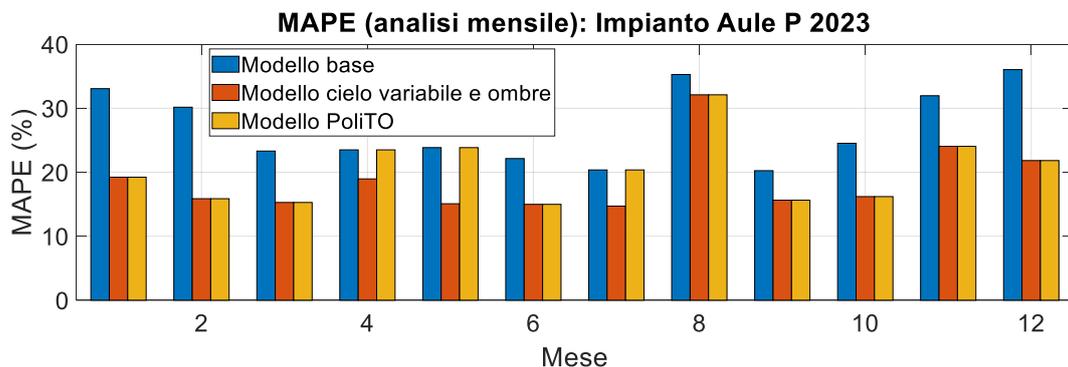


Figura 5-21: MAPE (analisi mensile) Impianto "Aule P"

L'applicazione del modello PoliTO garantisce i medesimi miglioramenti riportati per le altre due metriche di errore analizzate, anche in termini di MAPE. Ad eccezione dei mesi in cui viene applicato il modello base, per cui il valore ottenuto tramite il modello ottimizzato è inferiore. Per spiegare tale comportamento è necessario analizzare i risultati delle analisi successive.

### *Analisi per intervalli di potenza generata*

In questa sezione sono riportati i risultati del calcolo delle metriche di errore per ciascun intervallo di potenza generata ( $P$ ), normalizzata per la potenza nominale

dell'impianto ( $P_n$ ). Nella Figura 5-22 e Figura 5-23 sono riportati, rispettivamente la frequenza dei dati e l'energia generata in ciascun intervallo.

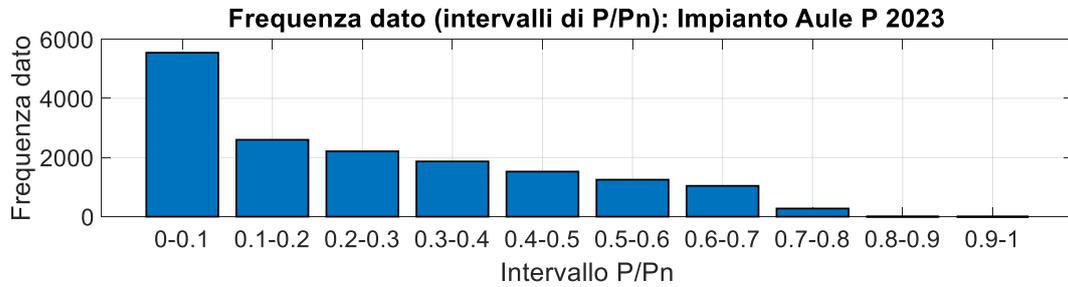


Figura 5-22: Frequenza dato negli intervalli di potenza generata (Impianto Aule P)

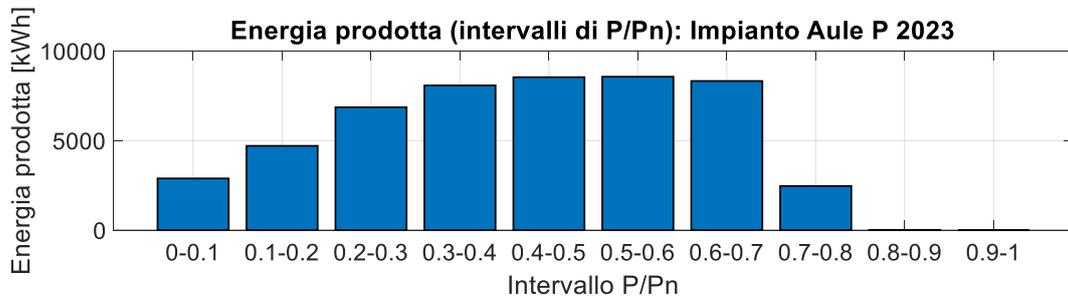


Figura 5-23: Energia prodotta negli intervalli di potenza generata (Impianto Aule P)

Nella Figura 5-24 sono raffigurati i valori della metrica MAPE per ogni intervallo di potenza generata, normalizzata per la potenza nominale dell'impianto. Sono riportati solamente gli intervalli in cui è presente un numero di valori significativo.

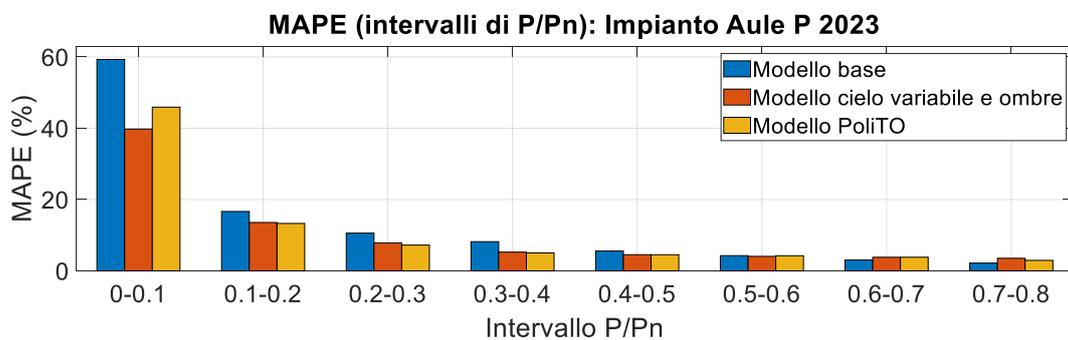


Figura 5-24: MAPE (analisi per i diversi intervalli P/P<sub>n</sub>) Impianto "Aule P"

Il modello ottimizzato (modello cielo variabile e ombre) garantisce delle prestazioni migliori, in termini di MAPE, rispetto al modello base per intervalli di potenza generata fino al 60% della potenza nominale dell'impianto. Al contrario, per intervalli di potenza superiori, il modello base garantisce prestazioni migliori. Questa tendenza si verifica poiché, come mostrato nella Figura 5-22, la maggior parte dei valori utilizzati per il processo di ottimizzazione appartiene ad intervalli di potenza minore; dunque, l'ottimizzazione si focalizza nel migliorare la stima in quei determinati intervalli. Questo provoca, nei mesi in cui si ha una percentuale elevata di valori di potenza superiori al valore nominale dell'impianto, un peggioramento dello scarto energetico mensile, come mostrato nell'analisi dei valori mensili. L'applicazione del modello PoliTO, in cui viene applicato per ciascun mese dell'anno il modello che garantisce lo scarto energetico minore dal valore misurato, permette di risolvere la problematica descritta.

#### *Analisi sul periodo complessivo*

Nella Tabella 5-13 sono mostrati i valori globali delle metriche di errore applicate sull'intero periodo di ottimizzazione. Tali valori dimostrano il miglioramento sistematico ottenuto tramite l'applicazione del modello PoliTO rispetto al modello base, in termini di metriche di errore globali. Il modello cielo variabile e ombre permette di ottenere un MAPE complessivo inferiore al modello PoliTO ma, come mostrato nelle analisi precedenti, implica un peggioramento dello scarto energetico e della stima della produzione per valori di potenza elevata.

Tabella 5-13: Valori globali metriche di errore Impianto "Aule P" 2023

Metrica di errore	Modello base	Modello cielo variabile e ombre	Modello Polito
Scarto energetico (%)	2.22	0.71	0.38
MBE (kW)	0.27	0.09	0.05
MAPE (%)	26.2	18.4	20.3
NRMSE (%)	3.4	3.0	3.0

### 5.4.5 Applicazione del modello PoliTO e confronto dei KPIs

Nella presente sezione sono mostrati i risultati dell'analisi del confronto tra le prestazioni effettive dell'impianto e quelle attese, ovvero stimate tramite il modello PoliTO, per l'impianto "Aule P", seguendo il medesimo procedimento illustrato per l'impianto "Ex Tornerie" (Sezione 5.3.5). Per l'impianto analizzato, la procedura di monitoraggio delle prestazioni viene condotta sul periodo tra il 2021 e il 2024.

Nella Tabella 5-14 sono riportati gli scarti energetici mensili tra il valore di energia misurato e il dato stimato tramite modello. In rosso, sono evidenziati i mesi in cui sono ottenuti valori negativi, ovvero in cui l'impianto ha prodotto meno rispetto al valore atteso. Una tonalità più intensa del colore rosso indica uno scarto energetico maggiore.

Tabella 5-14: Scarto energetico mensile (Impianto "Aule P")

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giù	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
2021	-1.1	3.6	-11.6	-2.6	-79.2	-114.0	-70.2	0.0	-33.3	-9.7	-3.9	-28.0
2022	-67.4	-98.9	-133.0	-78.1	-13.0	-31.1	-44.2	2.0	-0.4	-2.2	-5.4	-8.5
2023	1.1	-0.2	-0.1	-6.6	0.5	-0.2	0.6	0.1	1.8	0.6	0.2	0.3
2024	-14.8	9.7	6.4	-6.4	0.7	-23.1	-0.3	2.7	4.7	4.2	0.6	-10.5

Esaminando i valori riportati nella tabella, emerge che le prestazioni dell'impianto, nei primi due anni analizzati, sono state condizionate da un malfunzionamento. In particolare, la produzione fotovoltaica misurata è sensibilmente inferiore rispetto al valore atteso dal mese di marzo 2021 fino a luglio 2022, mese in cui è stato risolto il guasto. Nei due anni successivi, vengono identificati ulteriori mesi in cui la produzione effettiva risulta significativamente inferiore rispetto al valore atteso; nello specifico, ciò si verifica nei mesi di aprile 2023 e 2024 e di gennaio giugno e dicembre sempre nel 2024.

Per l'impianto "Aule P", il processo di ottimizzazione è stato effettuato analizzando i dati relativi al 2023. La presenza di un possibile malfunzionamento nei mesi di febbraio e marzo induce una determinazione pessimistica dei valori dei fattori correttivi nei mesi citati. Come conseguenza della problematica descritta, nei

mesi di febbraio e marzo dell'anno successivo la produzione fotovoltaica viene sottostimata. Dunque, per una corretta applicazione della procedura proposta, risulta fondamentale avere a disposizione uno storico di valori relativi ad almeno un'annata in cui l'impianto non sia soggetto a malfunzionamenti.

### ***Confronto dei Key Performance Indicators (KPIs)***

Nella Tabella 5-15 e Tabella 5-16, sono, rispettivamente, riportati i valori del PR effettivi, in cui è utilizzato il valore misurato di energia generata, e del PR stimato, calcolato con il valore di energia fotovoltaica stimata tramite il modello apposito.

Tabella 5-15: PR effettivi (Impianto "Aule P")

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
2021	0.71	0.71	0.66	0.78	0.44	0.36	0.45	0.00	0.59	0.72	0.71	0.55	0.58
2022	0.43	0.34	0.32	0.44	0.68	0.58	0.53	0.78	0.78	0.76	0.71	0.64	0.59
2023	0.71	0.69	0.73	0.74	0.77	0.76	0.77	0.76	0.79	0.78	0.75	0.69	0.75
2024	0.62	0.74	0.77	0.73	0.76	0.62	0.75	0.78	0.81	0.80	0.75	0.62	0.74

Tabella 5-16: PR stimati tramite modello (Impianto "Aule P")

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
2021	0.72	0.68	0.73	0.80	0.78	0.77	0.77	0.00	0.78	0.79	0.74	0.70	0.76
2022	0.71	0.69	0.74	0.79	0.77	0.76	0.76	0.76	0.78	0.78	0.74	0.69	0.76
2023	0.70	0.69	0.73	0.79	0.77	0.76	0.76	0.76	0.78	0.77	0.74	0.68	0.76
2024	0.71	0.67	0.72	0.78	0.76	0.77	0.75	0.76	0.77	0.77	0.74	0.69	0.75

Nei medesimi mesi del biennio 2021-2022, identificati nell'analisi dello scarto energetico, il PR effettivo assume dei valori compresi tra 0,3 e 0,6, significativamente inferiori rispetto al dato atteso, compreso tra 0,7 e 0,8. Questa tendenza evidenzia la presenza del malfunzionamento identificato nell'analisi precedente. Negli anni successivi, ad eccezioni di determinati mesi, in base al

confronto dei PR mensili e annuali, il comportamento dell’impianto risulta congruo rispetto alle prestazioni energetiche attese.

Per avere una panoramica più ampia sulle prestazioni energetiche dell’impianto analizzato, nella Tabella 5-17 sono mostrati i valori mensili e annuali del Final Yield effettivo, mentre nella Tabella 5-18 i valori di riferimento del medesimo indicatore, stimati tramite il modello. Le considerazioni effettuate nell’analisi del confronto dei PR vengono confermate dall’analisi dei valori del Final Yield.

Tabella 5-17: Final Yield effettivi (Impianto “Aule P”)

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
2021	23	47	45	81	48	65	1	0	32	60	31	26	460
2022	26	27	34	67	113	103	105	136	100	62	39	25	838
2023	32	48	90	113	109	124	136	129	97	63	45	30	1016
2024	27	44	69	97	96	84	121	127	83	49	44	29	870

Tabella 5-18: Final Yield stimati tramite modello (Impianto “Aule P”)

Anno	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic	Tot
2021	23	46	51	83	86	138	2	0	43	66	33	34	603
2022	43	54	80	118	128	135	151	134	100	63	42	27	1076
2023	32	48	90	120	109	124	135	129	95	63	45	30	1020
2024	31	39	65	103	95	104	121	123	79	47	44	32	884

## Conclusioni

Nel presente lavoro di tesi è stata proposta una procedura ottimizzata per il monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici soggetti a fenomeni di ombreggiamento, in cui non sia possibile effettuare una modellazione delle ombre tramite appositi software di simulazione 3D. Tale metodologia è stata sviluppata per essere applicata da aziende che gestiscono un numero molto elevato di impianti fotovoltaici. Un esempio è il gestore della rete di trasmissione nazionale, il quale necessita della stima della produzione fotovoltaica per garantire il rispetto dei requisiti di rete in termini di tensione e frequenza. Tale procedura è stata applicata a due impianti fotovoltaici del Politecnico di Torino, denominati impianto “Ex Tornerie” e impianto “Aule P”, i quali sono caratterizzati rispettivamente da una potenza nominale installata di 600 kWp e 50 kWp.

La procedura proposta si basa sul confronto tra la produzione effettiva dell'impianto e la produzione attesa, stimata tramite l'applicazione di un modello semi-empirico, denominato modello PoliTO. All'interno della metodologia viene effettuato un processo di ottimizzazione a due step. Nel primo step, analizzando i dati relativi al semestre estivo, sono ottimizzati i parametri del modello rilevanti per le giornate di cielo sereno per determinare il comportamento dell'impianto in tali condizioni meteorologiche. Nel secondo step, viene effettuata un'ottimizzazione distinta per ciascun mese del semestre invernale, per determinare il valore di un fattore correttivo, introdotto per quantificare l'effetto di possibili fenomeni di ombreggiamento sulla produzione dell'impianto. L'analisi dei coefficienti ottimizzati nel semestre invernale permette di individuare i mesi in cui la produzione dell'impianto analizzato viene influenzata dalla presenza di ombre. In seguito, all'interno della procedura proposta, sono stati calcolati i valori mensili e annuali dei principali indicatori di performance, ovvero PR (Performance Ratio) e Final Yield, e dello scarto energetico rispetto al valore misurato. La valutazione di queste grandezze ha fornito una panoramica completa delle prestazioni degli impianti analizzati, ed inoltre ha permesso di individuare i mesi in cui la produzione fotovoltaica è risultata inferiore rispetto al valore atteso, a causa di possibili anomalie o malfunzionamenti.

Le prestazioni del modello di stima della produzione, presentato nel lavoro di tesi, sono state valutate tramite un'analisi comparativa con i risultati ottenuti con un modello esistente in letteratura. Tale analisi ha evidenziato un miglioramento del calcolo della produzione fotovoltaica; in particolare, nei mesi in cui gli impianti analizzati sono soggetti a fenomeni di ombreggiamento. Analizzando i risultati del periodo dal 2020 al 2023 per l'impianto da 600 kWp, viene riscontrato che i mesi in cui la presenza delle ombre influenza maggiormente le prestazioni dell'impianto sono novembre, dicembre e gennaio. In questo periodo, il modello da letteratura sovrastima la produzione mensile con uno scarto compreso tra il 10 e il 20% rispetto al valore misurato; mentre, l'applicazione del modello proposto consente di ridurre tale valore ad una cifra inferiore al 5%. In particolare, nel mese di gennaio, che rappresenta un periodo esemplificativo del comportamento dell'impianto in presenza di ombre, l'errore nella stima della produzione, valutato in termini della metrica MAPE (Mean Absolute Percentage Error), è stato ridotto da un valore superiore al 40%, ottenuto tramite il modello da letteratura, ad un valore prossimo al 30% con il modello ottimizzato. Analizzando i risultati del medesimo mese in termini della metrica MBE (Mean Bias Error), l'errore di stima ottenuto tramite la procedura proposta è inferiore a 2 kW, mentre con il modello da letteratura ammonta a 15 kW.

Per garantire una corretta applicazione della metodologia proposta per il monitoraggio delle prestazioni di impianti fotovoltaici, è necessario disporre di uno storico dei profili di produzione, su cui applicare il processo di ottimizzazione, relativo ad almeno un'annata in cui l'impianto in analisi non sia stato soggetto a malfunzionamenti prolungati.

---

## Bibliografia

- [1] Consiglio dell'Unione Europea, "In che modo l'UE rende più ecologica l'energia." Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/how-the-eu-is-greening-energy/>
- [2] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), "Cambiamento Climatico 2021: Sintesi per tutti."
- [3] Commissione Europea, "Cambiamenti climatici." Accessed: Jan. 23, 2025. [Online]. Available: [https://climate.ec.europa.eu/climate-change\\_it](https://climate.ec.europa.eu/climate-change_it)
- [4] Commissione Europea, "Il Green Deal europeo. Per diventare il primo continente a impatto climatico zero." Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_it](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it)
- [5] Commissione Europea, "Realizzare il Green Deal europeo." Accessed: Jan. 22, 2025. [Online]. Available: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_it](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_it)
- [6] Eurostat, "Renewable energy statistics." Accessed: Jan. 17, 2025. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics#Context](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Context)
- [7] TERNA S.P.A., "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2023."
- [8] GSE Gestore Servizi Energetici, "RAPPORTO STATISTICO 2021 ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI IN ITALIA," Mar. 2023.
- [9] A. Lanzini, "Dispense del corso 'Energetica e fonti rinnovabili,'" 2021.
- [10] F. Spertino, "Dispense del corso 'Solar photovoltaic systems,'" 2022.

- 
- [11] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, “Photovoltaics Report,” Jul. 2024. [Online]. Available: [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)
- [12] Solar Energy Technologies Office, “PV Cells 101: A Primer on the Solar Photovoltaic Cell.” Accessed: Feb. 03, 2025. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/pv-cells-101-primer-solar-photovoltaic-cell>
- [13] K. Kiatreungwattana, O. Vangeet, and B. Stoltenberg, “Facility-Scale Solar Photovoltaic Guidebook: Bureau of Reclamation Strategic Partnership Project Report,” Oct. 2016. [Online]. Available: [www.nrel.gov/publications](http://www.nrel.gov/publications).
- [14] M. Morey, N. Gupta, M. M. Garg, and A. Kumar, “A comprehensive review of grid-connected solar photovoltaic system: Architecture, control, and ancillary services,” *Renewable Energy Focus*, vol. 45, pp. 307–330, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.ref.2023.04.009.
- [15] A. Ciocia, G. Chicco, and F. Spertino, “Optimisation of Generation Models for Clusters of Photovoltaic Plants,” in *MELECON 2022 - IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, Proceedings*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022, pp. 849–854. doi: 10.1109/MELECON53508.2022.9842923.
- [16] A. Ciocia, G. Chicco, and F. Spertino, “An Improved Model for AC Power From Grid Connected Photovoltaic Systems and Comparison With Large-Scale Hourly Measured Data,” *IEEE Trans Ind Appl*, vol. 60, no. 3, pp. 4458–4469, May 2024, doi: 10.1109/TIA.2024.3359121.
- [17] R. Mubarak, M. Hofmann, S. Riechelmann, and G. Seckmeyer, “Comparison of modelled and measured tilted solar irradiance for photovoltaic applications,” *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 11, Nov. 2017, doi: 10.3390/en10111688.
- [18] American Society of Heating Refrigerating and Air-Conditioning Engineers Inc. ASHRAE, “2021 ASHRAE Handbook : Fundamentals,” Inch-Pound edition., 2021, ch. Chapter 14.
- [19] M. Simonetti, “Dispense del corso ‘ Solar Thermal Technologies,’” 2022.

- 
- [20] Ajitesh Kumar, “MSE vs RMSE vs MAE vs MAPE vs R-Squared: When to Use?,” Analytics Yogi. Accessed: Jan. 29, 2025. [Online]. Available: [https://vitalflux.com/mse-vs-rmse-vs-mae-vs-mape-vs-r-squared-when-to-use/?utm\\_source=chatgpt.com](https://vitalflux.com/mse-vs-rmse-vs-mae-vs-mape-vs-r-squared-when-to-use/?utm_source=chatgpt.com)
- [21] H. Gulati, P. K. Upadhyay, and Y. B. Kumar Reddy, “PV Plant Performance Review Methodology: Key Performance Indicators (KPI) Estimation,” in *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023. doi: 10.1109/PVSC48320.2023.10359687.
- [22] P. Moon and D. E. Spencer, “Illumination from a Non-Uniform Sky,” *Illum Eng*, vol. 37, pp. 707-726, Dec. 1942.
- [23] BenQ Solar, “SunForte PM096B00: Scheda tecnica.”
- [24] SunPower Corporation, “Moduli Fotovoltaici SunPower® Serie X: Scheda tecnica,” Jan. 2017.
- [25] DPEE, “Contatore di energia elettrica multifunzione TH40C- Manuale utente.”
- [26] GH Solutions Srl, “Manuale di installazione M104.” Accessed: Jan. 29, 2025. [Online]. Available: [https://www.ghsolutions.it/wp-content/uploads/Man\\_M104\\_v\\_2\\_00\\_B7.pdf](https://www.ghsolutions.it/wp-content/uploads/Man_M104_v_2_00_B7.pdf)
- [27] GH Solutions Srl, “Manuale di installazione M502.” Accessed: Jan. 29, 2025. [Online]. Available: [https://www.ghsolutions.it/wp-content/uploads/Man-M502\\_v\\_1\\_0\\_2.pdf](https://www.ghsolutions.it/wp-content/uploads/Man-M502_v_1_0_2.pdf)
- [28] Ente Italiano di Normazione (UNI), “UNI 10349: Dati climatici per la progettazione,” Apr. 1994.