



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA DELL'ENERGIA  
ELETTRICA

Tesi di Laurea:

**OTTIMIZZAZIONE TECNICO-ECONOMICA DI  
UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO UTILITY-  
SCALE CONNESSO ALLA RETE**

Relatore: *Dott. Fabio Bignucolo*

Laureando: Nicolò Bressan

N° di Matricola: 2052290

Anno Accademico

2023/2024



# Indice

Abstract .....	
<b>1 Introduzione.....</b>	<b>1</b>
1.1 Rassegna bibliografica e sviluppi atualizzati della ricerca .....	2
<b>2 Obiettivi di ricerca e metodologia.....</b>	<b>4</b>
<b>3 Background tecnico.....</b>	<b>6</b>
<b>3.1 Il mercato elettrico italiano .....</b>	<b>6</b>
3.1.1 Architettura e funzionamento del Mercato Elettrico Italiano: meccanismi, segmenti e regolamentazioni .....	7
3.1.2 Le zone di mercato geografiche e virtuali nel mercato IPEX .....	9
<b>3.2 Gestione della dinamica di congestione e applicazione del Market Splitting nel sistema di assegnazione dei prezzi zonali.....</b>	<b>10</b>
3.2.1 Determinazione del prezzo di equilibrio con il criterio di “merit order” e il “Merit Order Effect” .....	10
3.2.2 Proposte alternative o integrative al Merit Order: il Pay-as-Bid e il Price Cap .....	11
3.2.3 Il meccanismo del “Market Splitting” e l’algoritmo di assegnazione dei prezzi zonali .....	13
3.2.4 Differenziazione geografica dei prezzi di vendita e i prezzi zonali .....	14
<b>3.3 Analisi statistica sulla serie storica dei prezzi zonali .....</b>	<b>14</b>
3.3.1 I fattori stilizzati dell’energia elettrica .....	15
<b>3.4 PVGIS: metodi di calcolo dei profili orari e limiti tecnici. ....</b>	<b>17</b>
3.4.1 Database di radiazione solare: Metodi Satellitari e Rianalisi Climatica .....	17
3.4.2 Trasposizione dei valori di irraggiamento su piano inclinato.....	18
3.4.3 Rendimento dei moduli fotovoltaici e profilo di potenza in diverse condizioni di funzionamento .....	19
3.4.4 Gli ombreggiamenti sistematici in PVGIS .....	20
<b>4 Analisi e implementazione di funzionalità avanzate per PVGIS in ambiente MATLAB.....</b>	<b>24</b>
<b>4.1 Sviluppo di uno strumento per la simulazione dei mutui ombreggiamenti .....</b>	<b>25</b>
4.1.1 Architettura per l’acquisizione dei profili di produzione con chiamata API .....	26
4.1.2 Miglioramento della risoluzione temporale mediante interpolazione dei profili di potenza. ....	27
4.1.3 Calcolo dell’energia oraria generata mediante integrazione con metodo dei trapezi. ....	28
4.1.4 Analisi delle perdite energetiche per ombreggiamento interfilare .....	29
<b>4.2 Algoritmo SPA (Solar Position Algorithm) per la simulazione della posizione solare .</b>	<b>31</b>
4.2.1 Realizzazione di un algoritmo SPA (Solar Position Algorithm) in ambiente Matlab e convalida dei risultati ottenuti. ....	32

<b>4.3 Sviluppo di un algoritmo integrativo per la simulazione degli scenari di Self-Shading nella configurazione Sud fissa.</b> .....	<b>34</b>
4.3.1 Metodologia per lo Sviluppo e la Validazione dell'Algoritmo di Inter-Row Shading nei Sistemi Fotovoltaici .....	35
4.3.2 Sviluppo di un modello tridimensionale per la rappresentazione degli array fotovoltaici in MATLAB .....	36
<b>4.4 Analisi quantitativa della frazione di ombreggiamento interfilare e calcolo del coefficiente di ombreggiamento diretto</b> .....	<b>39</b>
4.4.1 Procedura di calcolo del fattore di ombreggiamento per la radiazione diretta .....	40
4.4.2 Impatto del Ground Coverage Ratio sulla frazione ombreggiata .....	42
4.4.3 Tabella dei fattori di ombreggiamento .....	44
4.4.4 Fattore di ombreggiamento con i diodi di by-pass e stima delle perdite elettriche ....	45
<b>4.5 L'effetto di mascheramento e il "Fattore di ombreggiamento diffuso"</b> .....	<b>46</b>
4.5.1 Procedura di calcolo del fattore di ombreggiamento per la radiazione diffusa .....	48
<b>4.6 Il fattore di ombreggiamento globale e la convalida dei risultati</b> .....	<b>50</b>
4.6.1 Validazione dei fattori di ombreggiamento diretto e diffuso con software PVSYST e SAM .....	51
4.6.2 Valutazione dell'ombreggiamento in configurazioni Sud fisse: Confronto tra simulazioni MATLAB e PVGIS .....	53
<b>4.7 Analisi di ombreggiamento sistematico per le configurazioni Est-Ovest e calcolo del fattore di ombreggiamento globale</b> .....	<b>55</b>
4.7.1 Profili di energia corretti per gli impianti Est-Ovest .....	56
<b>4.8 Analisi degli ombreggiamenti in configurazioni con Tracking mono assiale: Applicazione dell'algoritmo di Backtracking</b> .....	<b>58</b>
4.8.1 Sviluppo e valutazione di un algoritmo di Backtracking in MATLAB .....	59
4.8.2 Risultati dell'angolo $\theta_{corr}$ e dipendenza dal GCR .....	62
4.8.3 Analisi quantitativa sulle perdite di posizionamento in regime di backtracking .....	64
<b>4.9 Analisi comparativa dei profili di produzione energetica per le diverse configurazioni Utility Scale</b> .....	<b>67</b>
4.9.1 Considerazione sui volumi e sulla distribuzione oraria di energia generata .....	69
4.9.2 Impatto della modulazione dei parametri di Tilt nelle configurazioni Est-Ovest e Sud	71
<b>5 Strategie di remunerazione degli impianti fotovoltaici e le dinamiche di cannibalizzazione dei prezzi vendita</b> .....	<b>73</b>
<b>5.1 L'indice di penetrazione rinnovabile e l'impatto della penetrazione sui prezzi zionali</b>	<b>74</b>
5.1.1 Effetto della penetrazione rinnovabile sui prezzi dell'energia elettrica .....	76
<b>5.2 Indicatori econometrici per l'analisi quantitativa dell'effetto di cannibalizzazione su impianti fotovoltaici merchant</b> .....	<b>78</b>
5.2.1 Dinamiche di cannibalizzazione in condizioni di alta penetrazione solare: comparazione tra due giorni consecutivi .....	81

5.2.2 Risposta delle configurazioni Est-Ovest e Tracking al problema della cannibalizzazione .....	83
<b>5.3 Effetti della cannibalizzazione dei prezzi sullo storico remunerativo annuale: analisi esplorativa dei dati (EDA).....</b>	<b>85</b>
5.3.1 Analisi di correlazione bivariata e tabella di stratificazione .....	87
5.3.2 Analisi della distribuzione remunerativa nelle diverse fasce di penetrazione .....	89
<b>6 Ottimizzazione tecnico-economica di impianti Utility Scale e impatto del rapporto GCR-Tilt sull'efficienza remunerativa .....</b>	<b>94</b>
6.1 Analisi della remunerazione per variazioni di Tilt e GCR in Configurazione Sud : le curve di risposta .....	94
6.2 Analisi dello scarto remunerativo tra scenari PVGIS e modello sviluppato .....	98
6.3 Valutazione e analisi della variabilità remunerativa in condizioni di elevata penetrazione solare zonale.....	102
<b>7 Conclusioni.....</b>	<b>106</b>
<b>8 Bibliografia .....</b>	<b>108</b>



## **Abstract**

La crescente adozione delle energie rinnovabili ha profondamente trasformato il mercato elettrico, influenzando la dinamica dei prezzi e introducendo nuove sfide economiche. In particolare, l'effetto di cannibalizzazione, derivante dall'effetto Merit Order, rappresenta una sfida significativa per il futuro, in quanto la saturazione del mercato durante le ore di picco di produzione fotovoltaica può ridurre i margini di guadagno degli impianti. Questa tesi analizza configurazioni fotovoltaiche alternative, specificamente quelle Est-Ovest e con tracking monoassiale, per valutare se possono offrire una remunerazione più stabile rispetto alla configurazione tradizionale orientata a Sud. Utilizzando il software di simulazione fotovoltaica PVGIS e l'integrazione di algoritmi sviluppati in MATLAB, questa ricerca esplora come le variazioni del GCR (Ground Coverage Ratio) e del tilt influenzano la remunerazione degli impianti, focalizzandosi anche su strategie per mitigare l'impatto economico dell'effetto di cannibalizzazione attraverso soluzioni subottimali. L'analisi si basa su un approccio tecnico-economico, considerando le perdite energetiche dovute all'ombreggiamento e le dinamiche di mercato future, che possono assumere un ruolo decisivo per le scelte progettuali.

I risultati suggeriscono che le perdite per ombreggiamento presentano un impatto non trascurabile sopra certi range del piano tilt-GCR. In ottica futura, l'abbassamento dei costi delle tecnologie fotovoltaiche potrebbe favorire soluzioni con una densità di superficie installata maggiore a scapito di un tilt meno ottimale, necessitando di nuovi strumenti e rivoluzionando i paradigmi tradizionali adottati dai progettisti. Pertanto, l'analisi delle perdite diventa un elemento imprescindibile per la sostenibilità finanziaria degli investimenti del settore fotovoltaico e può influenzare in maniera rilevante la scelta dei parametri progettuali.





# 1 Introduzione

Nell'ultimo decennio i paesi dell'unione europea hanno condiviso sforzi congiunti ,finalizzati a contrastare il cambiamento climatico e al raggiungimento degli obiettivi fissati con l'accordo di Parigi del 2015. Questi obiettivi hanno come scopo comune quello della decarbonizzazione del sistema elettrico e il loro raggiungimento è legato all'aumento della quota di generazione da fonti rinnovabili.

L'adozione crescente delle fonti rinnovabili sta trasformando il mercato elettrico italiano, influenzando la sua struttura e le dinamiche dei prezzi. L'aumento della produzione rinnovabile ha effetti non trascurabili sui mercati elettrici. Il costo associato a queste tecnologie di generazione è quasi interamente riconducibile alla costruzione dell'impianto (CAPEX) e l'energia generata ha costo marginale basso. Le fonti rinnovabili agiscono quindi da “price takers”, offrendo a prezzi spesso inferiori a quelli del mercato per garantire la priorità di vendita. Questo comportamento si dissocia da quello dei generatori tradizionali a combustibili fossili, in cui i costi operativi (OPEX) legati al combustibile e alle emissioni sono predominanti e sono costretti ad offrire a prezzi superiori. La produzione rinnovabile viene quindi inserita nella parte inferiore della curva di offerta, causando una diminuzione dei prezzi dell'energia durante le ore di massima produzione. Questo effetto è noto come “merit order effect” e in passato ha garantito benefici ai consumatori , che hanno visto una riduzione dei prezzi di acquisto. Contemporaneamente, tuttavia, un abbassamento dei prezzi di mercato può comportare un avvallamento dei prezzi di vendita dell'energia prodotta dagli impianti rinnovabili, riducendo così i loro margini di guadagno soprattutto nelle ore centrali della giornata quando la generazione della zona di mercato è più alta .

Quindi se da un lato l'intensificazione delle installazioni fotovoltaiche in Italia è fortemente incentivata dalle politiche ambientali, dall'altro può paradossalmente minare la remunerazione degli impianti stessi e rendere meno fattibili gli investimenti in questo settore. Questo fenomeno, derivato dall'effetto Merit Order, è noto in letteratura come “effetto di cannibalizzazione”; In un mercato con alta penetrazione fotovoltaica o ad elevato prospetto di crescita, questa dinamica può intensificarsi , portando alla necessità di sviluppare strategie di mitigazione per salvaguardare gli investimenti del settore energetico.

Nella presente tesi si esplorano configurazioni alternative di impianti fotovoltaici, in particolare le configurazioni Est-Ovest e Tracking con asse Nord-Sud, al fine di decentralizzare la generazione energetica nelle ore più laterali della giornata. L'obiettivo principale di questo studio è determinare se queste configurazioni, diverse dall'orientamento tradizionale a Sud con tilt ottimale, possano risultare più remunerative in un contesto di mercato caratterizzato da una

forte espansione delle energie rinnovabili e un avvallamento crescente della curva giornaliera dei prezzi. In un contesto in forte mutazione una soluzione per essere definita “ottimale” nel lungo periodo non deve solo limitarsi a garantire un maggior apporto energetico annuale rispetto alle altre ma deve anche ridurre il rischio di volatilità dei flussi di cassa e i rischi di ritorno sugli investimenti futuri.

## **1.1 Rassegna bibliografica e sviluppi atualizzati della ricerca**

Negli studi sui mercati elettrici, l'effetto di cannibalizzazione dovuto all'integrazione crescente di fonti energetiche rinnovabili ha guadagnato sostanziale interesse nella letteratura accademica. Questo fenomeno, che provoca un abbassamento dei prezzi dell'energia, è comunemente attribuito all'effetto "merit order", ampiamente studiato in diversi contesti nazionali come la Germania [32] e la Spagna ([33]; [34]).

Una ricerca significativa condotta in Italia da Clò et al. [22] ha quantificato una diretta correlazione tra l'effetto merit order e la riduzione del prezzo dell'elettricità, evidenziando una diminuzione del prezzo compresa tra 2.3 e 4.2 €/MWh per ogni incremento orario medio di 1 GWh di generazione rinnovabile. L'analisi ha dimostrato un incremento proporzionale dell'impatto del fenomeno all'aumentare della quota di produzione rinnovabile. Imani et al. [25] hanno esteso queste osservazioni utilizzando un modello di regressione multivariata per esaminare l'impatto dell'incremento della generazione da fonti eoliche e solari sui prezzi zionali nel periodo 2015-2019 nel mercato elettrico italiano, confermando la presenza dell'effetto Merit Order in diverse zone di mercato.

Recentemente, l'attenzione si è spostata verso gli impatti negativi, in particolare l'effetto di cannibalizzazione, che indica una riduzione dei ricavi per gli impianti rinnovabili dovuto alla variabilità dei prezzi spot del mercato. Questo aspetto è interessante per la valutazione della remunerazione degli impianti di varie tecnologie in un contesto di mercato caratterizzato da una forte penetrazione rinnovabile. L'analisi delle dinamiche di mercato è stata approfondita attraverso l'uso di modelli numerici ed econometrici[19]. I primi esaminano come variazioni significative nella capacità installata influenzino i prezzi, mentre i secondi applicano tecniche di econometria a serie storiche per isolare e quantificare gli effetti specifici nei mercati energetici. Entrambi gli approcci si fondano sulla definizione e sul calcolo di due parametri :il fattore di cannibalizzazione (Cannibalization Factor, CF) e il prezzo di cattura del mercato (Market Capture Price, MCP). Le indagini hanno mostrato come l'aumento della volatilità dei prezzi e la diminuzione della remunerazione netta siano fenomeni correlati all'incremento dell'integrazione delle rinnovabili nel contesto nazionale. Tuttavia, è fondamentale considerare

che le relazioni osservate possono essere influenzate da variabili esterne non esaminate direttamente negli studi, richiedendo un'analisi più approfondita per confermare la causalità di tali effetti.

## 2 Obiettivi di ricerca e metodologia

La revisione bibliografica ha messo in luce come la problematica della cannibalizzazione dei prezzi sia ampiamente trattata in letteratura ma attraverso un'ottica principalmente economica, focalizzandosi soprattutto sull'analisi dei dati aggregati a livello nazionale. Sebbene questo approccio contribuisca significativamente alla formulazione di politiche di mitigazione efficaci, tende a trascurare le implicazioni dirette per gli investitori del settore energetico, i quali necessitano di informazioni dettagliate per tutelare i propri investimenti.

Contrariamente a tale tendenza, il presente lavoro di tesi mira ad analizzare gli impatti specifici del fenomeno di cannibalizzazione sui singoli impianti fotovoltaici, fornendo una valutazione quantitativa che possa supportare lo sviluppo di strategie progettuali innovative. In particolare, si esaminano due configurazioni di impianti: quella Est-Ovest e quella a tracking monoassiale orientato Nord-Sud. Queste configurazioni sono state scelte per la loro capacità di distribuire la generazione energetica più uniformemente durante il giorno, massimizzando la produzione nelle ore mattutine e serali, che risultano meno affette dalla cannibalizzazione dei prezzi.

Per realizzare questa analisi, si utilizza il software PVGIS, uno strumento consolidato e riconosciuto nella comunità scientifica per la sua affidabilità e per la precisione degli algoritmi di simulazione utilizzati. PVGIS offre la possibilità di simulare i profili di potenza degli impianti con una risoluzione oraria, permettendo così una dettagliata valutazione della performance energetica. Tuttavia, una delle limitazioni tecniche di PVGIS risiede nella sua incapacità di considerare le perdite dovute all'ombreggiamento, correlate al Ground Coverage Ratio (GCR) dell'impianto in esame.

Per superare questa limitazione, si propone lo sviluppo di un modulo software supplementare che, integrato con PVGIS, introduca il GCR come parametro di ingresso e analizzi l'effetto di questa variabile sulla produzione annuale dell'energia. Questo aspetto assume un ruolo fondamentale nell'analisi, considerando che le ore più penalizzate dalle perdite di produzione sono quelle in cui il sole si trova a bassa elevazione, che coincidono con periodi di minore impatto di cannibalizzazione.

Alla luce di queste considerazioni si possono delineare tre obiettivi specifici, a cui si cercherà di rispondere nel corso dell'elaborato.

- Ottimizzazione del Ground Coverage Ratio e del tilt

L'obiettivo principale è determinare la configurazione ottimale del GCR e del tilt per massimizzare la remunerazione economica degli impianti fotovoltaici. L'analisi si concentrerà sull'impatto di queste variabili sulle prestazioni energetiche ed economiche,

valutando le perdite causate da ombreggiamenti sistematici e la loro influenza sull'efficienza energetica.

- Valutazione delle perdite per ombreggiamento

Mediante l'uso di software avanzati e la programmazione in MATLAB, si mira a ottenere una stima accurata delle perdite energetiche dovute agli ombreggiamenti. Questo comprende la valutazione della sovrastima delle prestazioni di strumenti standard come il PVGIS, introducendo un modello più realistico che tenga conto degli effetti combinati dell'ombreggiamento e del backtracking e offrendo uno strumento utile agli utilizzatori di PVGIS per valutare l'attendibilità della stima ottenuta.

- Adattabilità ai cambiamenti di mercato e cannibalizzazione

Esaminare come le variazioni nei prezzi zonali dell'energia e la crescente penetrazione solare influenzino la progettazione ottimale degli impianti. Si intende analizzare configurazioni alternative, come l'orientamento Est-Ovest e l'uso di sistemi di tracking monoassiale, per una remunerazione più stabile e per ridurre il rischio di cannibalizzazione dei prezzi durante le ore di picco.

### **3 Background tecnico**

Il fenomeno di cannibalizzazione dei prezzi nel mercato dell'energia e le relative strategie di mitigazione necessitano della comprensione di alcune dinamiche economiche e tecniche legate agli impianti Utility Scale. Tradizionalmente la progettazione degli impianti è stata orientata alla massimizzazione della resa energetica rapportata con i costi di installazione. Tuttavia, le dinamiche del mercato elettrico, caratterizzate da elevata variabilità, espongono gli impianti ad incertezze economiche. Pertanto, un'efficace strategia di ottimizzazione richiede specifiche competenze legate sia agli aspetti tecnici che economici, essenziali per comprendere i meccanismi di mercato e per sviluppare strategie di mitigazione dei rischi legate alle fluttuazioni dei prezzi.

Questo capitolo si propone di esplicitare le principali teorie e conoscenze relative al mercato elettrico, mettendo in luce sia le caratteristiche generali che le proprietà intrinseche dei prezzi zonali. Inoltre, verrà introdotto e analizzato il software gratuito PVGIS [3], uno strumento gratuito ampiamente utilizzato nella pianificazione e valutazione degli impianti fotovoltaici. L'analisi di PVGIS consente di identificare i limiti applicativi e le potenzialità offerte, fornendo così una base su cui lavorare per migliorare le simulazioni e ottenere risultati più vicini alla realtà.

#### **3.1 Il mercato elettrico italiano**

Dopo la liberalizzazione del 1999, attuata con il Decreto Legislativo 79/99 e la Direttiva UE 96/92/CE, il mercato elettrico italiano ha subito una profonda riorganizzazione. L'obiettivo principale di questo cambiamento era promuovere la concorrenza e aumentare l'efficienza del sistema elettrico, separando le funzioni di produzione, trasmissione, distribuzione e vendita in diverse entità distinte.

Al centro del sistema elettrico si colloca la Borsa Elettrica Italiana (IPEX), un mercato di natura telematica dove vengono definiti i programmi di immissione e prelievo attraverso un meccanismo di accoppiamento tra domanda e offerta. I prezzi orari sono stabiliti dall'equilibrio di queste due componenti e variano significativamente in base a fattori temporali, stagionali e di disponibilità delle risorse.

L'offerta di energia è costituita da una componente di generazione nazionale e una di importazione dagli stati adiacenti. La generazione nazionale varia di ora in ora in funzione della disponibilità delle fonti e si compone di una varietà diversificata di produttori, da quelli che utilizzano fonti rinnovabili fino agli impianti fossili e nucleari. La domanda residuale viene invece soddisfatta dalle importazioni, tale componente gioca un ruolo significativo soprattutto

nei periodi di picco della domanda, dove la produzione interna è insufficiente a coprire il consumo totale. La percentuale di impatto delle importazioni sulla domanda nazionale può variare annualmente a seconda di diversi fattori, tra cui le condizioni meteorologiche, la disponibilità delle risorse rinnovabili, le condizioni delle centrali elettriche nazionali, e la domanda stessa.

La domanda elettrica è invece articolata in tre diverse categorie di consumatori, ciascuno con specifiche esigenze e modalità d'acquisto: i grossisti, i clienti finali idonei e l'acquirente unico. La loro funzione principale è quella di ottimizzare l'acquisto di energia, cercando di sfruttare le variazioni di prezzo sul mercato per acquistare a costi più bassi e rivendere a prezzi più elevati, contribuendo così a stabilizzare il mercato attraverso operazioni di arbitraggio. I clienti finali idonei sono grandi consumatori di energia, come industrie pesanti, ospedali o centri commerciali, che hanno il diritto di acquistare energia direttamente dal mercato all'ingrosso. Questi clienti spesso scelgono di acquistare l'energia in questo modo per ridurre i costi, negoziando contratti direttamente con i produttori o tramite agenti di vendita. Infine, l'Acquirente Unico ha come obiettivo l'acquisto di energia elettrica in grandi volumi, che poi viene distribuita ai clienti finali non idonei a condizioni regolate.

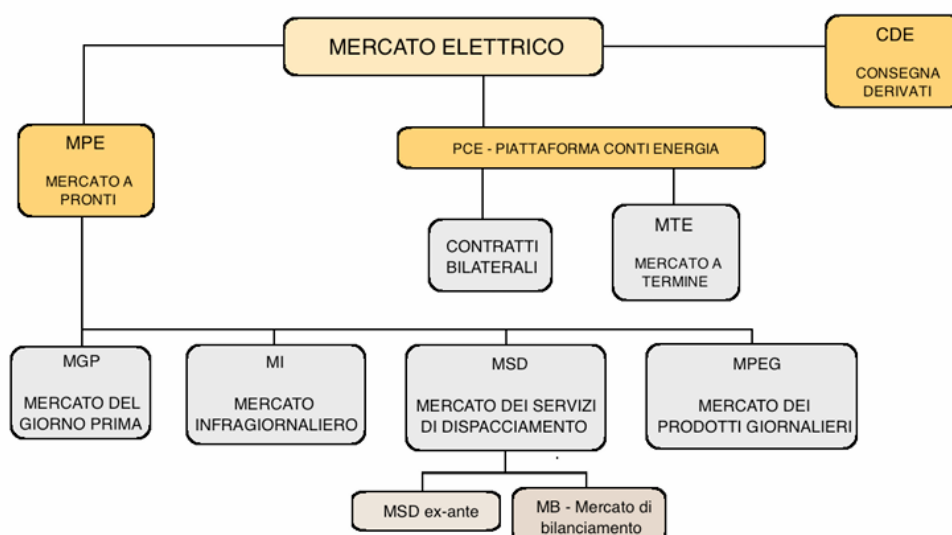
### *3.1.1 Architettura e funzionamento del Mercato Elettrico Italiano: meccanismi, segmenti e regolamentazioni*

Il mercato elettrico italiano (IPEX) è il sistema telematico in cui hanno luogo le transazioni legate alla compravendita all'ingrosso di energia elettrica. I prezzi di equilibrio tra domanda e offerta sono determinati mediante meccanismi di aste, gestiti dal Gestore del Mercato Elettrico (GME), che agendo come Operatore di Sistema Indipendente (ISO) assicura il corretto svolgimento delle aste.

L'architettura generale del mercato si articola in due sottomercati: il mercato a pronti (o mercato spot) e il mercato a termine. Nel mercato a pronti l'energia elettrica viene scambiata con consegna immediata e si suddivide in tre segmenti: il Mercato del Giorno Prima (MGP), il Mercato Infragiornaliero (MI) e il Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG). Nel MGP vengono scambiate la maggior parte dei volumi di energia elettrica e si basa su un sistema di aste orarie che inizia nove giorni prima del giorno definito alle ore 8:00 e chiudono alle 12 del giorno precedente. I produttori e acquirenti di energia presentano offerte e richieste specificando quantità e prezzi. Sulla base di queste, il GME stabilisce il prezzo di equilibrio del mercato, applicando criteri di merito economico e tenendo conto delle capacità di trasmissione. Negli altri due segmenti del Mercato Spot, MI e MPEG, si realizzano rispettivamente negoziazioni intraday e prodotti giornalieri Baseload e Peakload.

Nel Mercato a Termine (MTE) avviene invece la negoziazione di contratti a lungo termine tra le controparti. La negoziazione di strumenti finanziari derivati consentono di mitigare i rischi legati alla volatilità con strategie di “Hedging” (copertura finanziaria). Gli scambi avvengono bilateralmente tra acquirente e offerente, ma vengono gestite nel PCE (Piattaforma Conti Energia) dal GME che funge da controparte.

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) è infine il mercato in cui Terna S.P.A (il TSO, Transmission System Operator) procura le risorse necessarie per la gestione del sistema, risolve i problemi di congestione, crea riserve di energia e attua il bilanciamento del sistema in tempo reale. Si divide in un mercato di programmazione (MSD ex-ante) e in un Mercato del Bilanciamento in tempo reale e, in entrambi i mercati, tutte le offerte accettate nel MSD sono remunerate al prezzo di offerta (pay-as-bid).



*Figura 1. Struttura del mercato elettrico italiano*

Infine, affinché le operazioni di mercato vadano a buon fine, è indispensabile un corretto funzionamento della filiera di trasmissione e distribuzione dell’energia elettrica; la trasmissione ad alta tensione è gestita interamente da Terna S.P.A, mentre le reti di distribuzione locale sono gestite da enti privati chiamati DSO (Distribution System Operator). L’intero mercato è infine regolamentato dall’Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente (ARERA) che si occupa della tutela dei consumatori, promozione della concorrenza e regolazione dei prezzi, garantendo una concorrenza e competitività trasparente all’interno del libero mercato.



### 3.1.2 Le zone di mercato geografiche e virtuali nel mercato IPEX

Per garantire il funzionamento efficiente e sicuro del sistema elettrico italiano, il territorio nazionale è suddiviso strategicamente in diverse zone di mercato. Questa suddivisione consente una gestione ottimale dei flussi di energia, mirando a ridurre il rischio di congestione, garantendo stabilità alla rete e contribuendo a minimizzare gli squilibri tra la produzione e il consumo. Attualmente, l'Italia è divisa in sette zone geografiche principali: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sardegna, Sicilia e Calabria. Quest'ultima è stata introdotta recentemente nel 2021, per gestire meglio la congestione che interessavano il Sud Italia. L'introduzione di questa nuova zona di mercato è stata infatti una risposta strategica alle crescenti necessità legate all'incremento di produzione proveniente dalle fonti rinnovabili. Oltre alle zone geografiche sono state delineate anche delle zone virtuali, ovvero suddivisione non basate su confini geografici, ma create per gestire più efficacemente i flussi di potenza in zone particolarmente problematiche o integrare i mercati elettrici di altri paesi (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Corsica, Grecia). La gestione degli scambi con le zone virtuali consentono anche di stabilizzare il mercato interno nelle situazioni di elevata domanda o produzione interna limitata, gestendo le capacità di importazione ed esportazione delle zone limitrofe. Infine, la gestione delle transazioni energetiche è ottimizzata attraverso i "poli a produzione limitata", ovvero aree dove la capacità di immettere energia nella rete è intenzionalmente limitata. Questi limiti vengono imposti per motivi di sicurezza della rete, per gestire le congestioni in zone particolarmente sensibili o preservare l'integrità delle infrastrutture locali.



*Figura 2. Suddivisione del mercato elettrico italiano prima e dopo il 2021*

## **3.2 Gestione della dinamica di congestione e applicazione del Market Splitting nel sistema di assegnazione dei prezzi zonali**

Gli impianti fotovoltaici, a differenza di altre forme di produzione energetica, presentano la peculiarità di avere costi operativi contenuti in seguito ad installazione; tuttavia, la loro remunerazione non dipende esclusivamente dalla quantità di energia generata, ma assume un impatto sostanziale il prezzo di vendita alla quale l'energia viene immessa in rete. I prezzi dell'energia sono influenzati da numerosi fattori, tra cui la domanda, l'offerta, le condizioni meteorologiche e la capacità di trasmissione della rete. Tuttavia, uno studio approfondito può delineare dei comportamenti sistematici propri del mercato. La comprensione delle dinamiche di prezzo può dunque consentire di sviluppare delle strategie che ottimizzino il valore dell'energia prodotta, in modo tale da coordinare il profilo di produzione con i picchi di prezzo potrebbe avere un potenziale remunerativo maggiore rispetto alla banale massimizzazione della quantità di energia prodotta. Questo paragrafo mira a delineare i principali meccanismi intrinseci al mercato che ne determinano i prezzi.

### *3.2.1 Determinazione del prezzo di equilibrio con il criterio di “merit order” e il “Merit Order Effect”*

Il criterio Merit Order (MO) è una metodologia impiegata nei mercati elettrici per determinare l'ordine di immissione in rete delle centrali elettriche basandosi sui costi marginali di produzione. L'obiettivo di questo criterio, attualmente in uso, è quello di ottimizzazione l'allocazione delle risorse energetiche, garantendo che le centrali con costi marginali più bassi siano messe in esercizio con priorità e minimizzando i costi complessivi dell'energia.

Nel mercato IPEX, sia i produttori che i consumatori di energia partecipano attivamente inserendo le proprie offerte nel mercato. Queste offerte sono presentate sotto forma di coppie prezzo-volume, questo significa che ogni produttore o consumatore specificherà la quantità di energia che desidera vendere o acquistare, insieme al prezzo a cui è disposto a vendere o acquistare quella quantità di energia.

Come già visto la formazione dei prezzi avviene attraverso un meccanismo di asta oraria, per ciascuna asta le offerte vengono ordinate per prezzo crescente, formando la curva di domanda. Questa curva è strutturata in modo tale che le fonti con i costi marginali più bassi, tipicamente le rinnovabili come il fotovoltaico e l'eolico, si posizionano all'inizio, seguite da impianti nucleari e centrali a combustibile fossile. Le centrali a combustibile fossile, in uno scenario sempre più rinnovabile fungono da “centrali di picco”, necessarie a compensare i picchi di domanda nelle ore dove la generazione rinnovabile non è sufficiente. Le curve di domanda e

offerta, formate dalle offerte aggregate dei consumatori e produttori, si incontrano determinando il prezzo di equilibrio del mercato e i volumi di scambio.

Il criterio di merit order rappresenta un modello efficace per la determinazione dei prezzi nel breve termine sui mercati spot dell'energia elettrica, presenta tuttavia diversi limiti significativi quando considerato sotto l'aspetto della pianificazione a lungo termine.

In passato il criterio “merit order” è stato storicamente utilizzato efficacemente nei mercati elettrici europei. In funzione del principio appena descritto, la scelta di determinare la sequenza di immissione delle centrali in relazione ai loro costi marginali ha consentito alle fonti rinnovabili di essere chiamate per prime; inoltre, l’impatto di penetrazione contenuto del passato ha fatto in modo che la tecnologia marginale, ovvero quella che determina il reale prezzo di mercato, garantisse un prezzo di equilibrio tale da remunerare adeguatamente tutte le centrali chiamate a produrre. In altri termini questo approccio ha consentito di minimizzare i costi complessivi dell’energia prodotta garantendo efficienza economica al mercato. Con l'aumento dell'installazione di capacità rinnovabile, la nuova capacità con costi operativi marginali vicini a zero viene posizionata teoricamente all'inizio della curva, spostando così tecnologie più costose più avanti nella coda con il rischio di non essere chiamate a produrre. Questa traslazione della curva di offerta porta ad una riduzione generalizzata nei prezzi di equilibrio ed è particolarmente accentuata nelle ore dove la produzione rinnovabile è rilevante come le ore centrali della giornata, dove la penetrazione fotovoltaica nazionale ha elevato impatto nel sistema elettrico.

Tale fenomeno viene chiamato “Merit Order Effect” e presenta due implicazioni importanti sui meccanismi del mercato; durante le ore ad alta penetrazione fotovoltaica l’abbassamento di prezzi potrebbe rendere poco redditizi gli investimenti nel settore rinnovabile e disincentivare le nuove installazioni. Inoltre, le centrali tradizionali sono chiamate a produrre per un numero progressivamente inferiore di ore, con necessario incremento dei prezzi durante i picchi di domanda.

### *3.2.2 Proposte alternative o integrative al Merit Order: il Pay-as-Bid e il Price Cap*

Per superare le limitazioni del sistema merit order tradizionale e sopperire agli effetti negativi legati all’integrazione massiccia delle tecnologie rinnovabili, nel corso degli anni sono state proposte soluzioni alternative o integrative. Due tra le soluzioni maggiormente discusse sono il meccanismo “pay-as-bid” e l’introduzione di un “Price Cap”.

A differenza del Merit Order dove tutti i produttori sono remunerati con il prezzo di sistema dato dall’ultima unità dispacciata, nel meccanismo Pay-as-Bid ogni produttore viene pagato in base la prezzo reale offerto. I produttori, al fine di ottenere una remunerazione congrua,

includeranno nel prezzo di vendita offerta anche la componente legata ai costi fissi, consapevoli che un prezzo di vendita maggiorato espone alla possibilità di non vendere la propria generazione. Questo porterebbe tutti i produttori ad attuare un processo di vendita più “strategico”, mirato ad offrire non in relazione ai propri costi ma in funzione del prezzo di mercato atteso per ciascuna ora di vendita, con conseguente aumento di comportamenti opportunistici. Un meccanismo di questo tipo potrebbe teoricamente incentivare offerte più realistiche e consapevoli, ma porterebbe anche a maggiore incertezza nei prezzi e negli investimenti. Infatti, i partecipanti al mercato elettrico sarebbero costretti a fare offerte basandosi sulle previsioni di mercato e non più sui reali costi conseguiti, favorendo l’insorgere di comportamenti strategici[32].

Il meccanismo di Price Cap tecnologico stabilisce invece per ciascuna tecnologia un limite massimo dei prezzi di vendita, in modo tale da garantire una stabilità generale sui prezzi del mercato ed evitare comportamenti opportunistici che potrebbero portare ad un rialzo dei prezzi a danno dei consumatori finali. L’obbligo di un tetto massimo potrebbe essere un punto chiave per ridurre la volatilità del mercato e rendere l’andamento dei prezzi più prevedibili, calmierando i rischi legati all’adozione di un meccanismo centrale di tipo Pay-as-Bid. L’adozione del Price Cap tecnologico è stato oggetto di grande dibattito negli ultimi anni, generando tuttavia una certo scetticismo legato rischio di disincentivare gli investimenti nel settore energetico[32].

In conclusione, scenari di mercato futuro potrebbero prendere in considerazione nuovi modelli di mercato, con possibilità di esplorare meccanismi ibridi. Un approccio ibrido potrebbe cercare di bilanciare gli incentivi per offerte realiste e trasparenti del pay-as-bid con la stabilità dei prezzi garantita dal Price Cap. Tale sistema potrebbe avere il vantaggio di mitigare i rischi di comportamenti opportunistici senza scoraggiare gli investimenti. L’introduzione di nuovi meccanismi di tariffazione potrebbe modificare il profilo dei prezzi, ma difficilmente eliminare l’avvallamento delle tariffe nelle ore centrali. Questo avvallamento è infatti strettamente legato alla saturazione di offerta e porterebbe inevitabilmente a comportamenti ribassisti all’aumentare della capacità e dei partecipanti al mercato, che si troverebbero a condividere il rischio di non vedere la propria offerta accettata. A meno che non vengano implementate misure specifiche che alterino significativamente l’equilibrio tra offerta e domanda o la capacità di stoccaggio dell’energia non venga drasticamente aumentata, è probabile che questo fenomeno di avvallamento persista.

### 3.2.3 Il meccanismo del “Market Splitting” e l’algoritmo di assegnazione dei prezzi zonali

Si definisce congestione di una linea trasmissiva il fenomeno critico derivato dalla saturazione della capacità trasmissiva di quel tratto di rete, tale da precludere il trasferimento ottimale del flusso di potenza. In seguito alla violazione di un limite della capacità di trasmissione, l’algoritmo centrale di gestione della borsa elettrica deve rielaborare un nuovo equilibrio ottimale tale da compensare questa violazione. Per ottimizzare l’allocazione delle risorse energetiche, viene implementato il meccanismo di “Market- Splitting” (letteralmente, separazione di mercato); l’obiettivo di questo meccanismo è regolamentare in maniera dinamica i prezzi di vendita di ciascuna zona geografica del mercato.

Durante le situazioni di congestione, le aree con eccesso di produzione elettrica rispetto alla domanda zonale (aree di esportazione) vedono un calo dei prezzi che disincentiva ulteriori immissioni di energia. Le aree con deficit (aree di importazione) subiscono invece un incremento dei prezzi, rendendo più proficua la generazione locale o l’importazione da altre zone adiacenti. Complessivamente il meccanismo di market splitting viene iterato fino a quando tutte le congestioni sono state risolte. Per ogni ora si avrà quindi uno scenario frammentato dove ciascuna zona ha un proprio prezzo zonale di vendita, maggiore è il numero delle congestioni e maggiore saranno i gap di prezzi tra le zone.

Per tutelare il prezzo d’acquisto delle singole zone e garantire equità tra i consumatori, il prezzo d’acquisto è uniformato su tutto il territorio nazionale. Questo prezzo è conosciuto come Prezzo Unico Nazionale (PUN) e calcolato come media dei prezzi zonali ponderata sulla quantità di energia consumata su ciascuna zona. Questo approccio garantisce che, nonostante le differenze nei prezzi zonali causate da variazioni locali nella domanda e nell’offerta, il prezzo che i consumatori pagano per l’energia sia uniforme in tutto il paese.

Infine, si può notare come in seguito ad una generica congestione si verifica una discrepanza tra il prezzo zonale di vendita (Prezzo Zonale) e quello d’acquisto (PUN). Tale discrepanza genera una “rendita di congestione” che prende il nome di CCT (Costo della capacità di trasmissione):

$$CCT = (PUN - P_z) * \Delta Q$$

La raccolta complessiva dei CCT viene accumulata da Terna e rappresenta il ricavo di congestione. Questi introiti vengono in seguito utilizzati da Terna per finanziare le infrastrutture necessarie a migliorare la stabilità e la capacità della rete.

### *3.2.4 Differenziazione geografica dei prezzi di vendita e i prezzi zonal*

A differenza degli altri paesi europei, il mercato elettrico italiano è segmentato in diverse zone di mercato. Questa configurazione ripartita consente una migliore gestione delle problematiche legate alla forma estesa e allungata e alla distribuzione disomogenea dei centri di produzione e consumo, dislocati relativamente al Sud e Nord. Questa particolare configurazione geografica favorisce l'insorgere di congestioni e complica la gestione del mercato stesso, per questo motivo si è optato in principio per una gestione più localizzata e circoscritta del mercato elettrico.

In assenza di congestioni il prezzo di vendita, così come il prezzo di acquisto (PUN) è unico per tutte le zone di mercato e coincide con il PUN stesso. Quando i limiti di capacità tra due generiche zone vengono violati, per il meccanismo del Market Splitting spiegato precedentemente, si instaura una differenziazione dei prezzi di vendita per ciascuna zona di mercato. In questi casi, la zona con surplus energetico (tipicamente quella esportatrice) mostra prezzi più bassi a causa dell'offerta eccedente la domanda locale, mentre la zona con deficit energetico (importatrice) subisce un aumento dei prezzi, dovuto alla scarsità di risorse energetiche rispetto alla domanda.

Storicamente la zona del mercato italiano dove si sono registrati il prezzo zonale più elevato e, conseguentemente, le remunerazioni più consistenti è stata la zona Sicilia. Questo fenomeno è prevalentemente legato alla scarsa capacità di trasmissione verso la penisola, che favoriva l'insorgere di congestioni e dinamiche di isolamento. Negli anni antecedenti al 2015 il gap tra Sicilia e le altre zone di mercato era molto consistente e portava ad un incremento generale del PUN. Nel 2016 il collegamento tra Sicilia e il resto dell'Italia è stato ampliato con l'elettrodo Rizziconi-Sorgente dalla capacità di 1100 MW, questa nuova installazione ha consentito una riduzione rilevante del fenomeno stabilizzando i differenziali di prezzo. Nonostante questo intervento il differenziale tra Sicilia e il resto dell'Italia è rimasto positivo, ad eccezione del 2022 e 2023 dove gli aumenti del prezzo del gas hanno invertito questo trend.

### **3.3 Analisi statistica sulla serie storica dei prezzi zonal**

L'energia elettrica si distingue nettamente dalle altre commodities per alcune caratteristiche peculiari, dovute alla sua natura e alle esigenze dei sistemi energetici. In primo luogo, è un bene difficilmente immagazzinabile su larga scala a causa dei limiti tecnici ed economici dei sistemi di accumulo, questo impone che la maggior parte della produzione debba avvenire in concomitanza con il consumo. Nasce quindi l'esigenza di un bilanciamento pressoché continuo tra produzione e consumo, al fine di mantenere la stabilità della rete elettrica. Questo fattore è

reso molto critico nell'ultimo decennio con l'aumento delle fonti rinnovabili, altamente dipendenti dalle condizioni meteorologiche e soggette a repentine variazioni.

Un'altra caratteristica atipica è la bassa elasticità della domanda nel breve periodo, questo comporta che variazioni significative dei prezzi abbiano impatto limitato sul consumo di energia elettrica. Il vettore elettrico è una componente necessaria nella vita residenziale, commerciale e industriale e questo rende la vendita poco sensibile alle fluttuazioni dei prezzi. L'importanza strategica del vettore elettrico è fondamentale per l'economia moderna a livello sia nazionale che internazionale. Tutti i settori dipendono dall'energia elettrica in diverse misure e le politiche energetiche presentano forti ripercussioni su tutti i settori economici. Per questo motivo la comprensione delle proprietà intrinseche di questo vettore diventa un punto chiave nel processo di ottimizzazione tecnico-economica proposta da questo lavoro; la comprensione dei comportamenti sistematici legati agli andamenti dei prezzi zonali può diventare una componente chiave per la scelta dei parametri in fase di progettazione, al fine di rendere il profilo di produzione compatibile con le fasce orarie a maggior remunerazione.

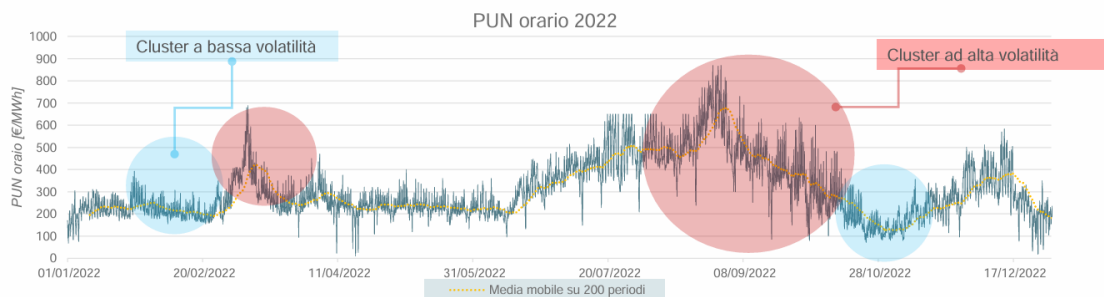
### *3.3.1 I fattori stilizzati dell'energia elettrica*

Come evidenziato nel capitolo precedente, la generazione fotovoltaica è caratterizzata da una notevole volatilità, principalmente dovuta alle variazioni delle condizioni meteorologiche. Nonostante questa variabilità, la gestione accurata di determinati parametri, come il Ground Coverage Ratio (GCR) e l'angolazione dei pannelli, può permettere di concentrare la produzione energetica in specifiche ore del giorno o durante certi mesi dell'anno.

Poiché la remunerazione degli impianti dipende sia dai volumi generati che dai prezzi di vendita, può diventare strategico ricercare delle correlazioni sistematiche nei prezzi di vendita. Infatti, un allineamento tra i picchi di generazione fotovoltaica e le fasce orarie di maggiore remunerazione può infatti ottimizzare i rendimenti economici dell'investimento in energia solare. Queste caratteristiche ricorrenti sono note in letteratura con il nome di “Fattori Stilizzati dell'energia elettrica” e sono indipendenti dal trend dei prezzi, fungendo da base solida per l'analisi. I principali fattori stilizzati sono esposti in seguito.

- Volatilità: le serie storiche dei prezzi dell'energia elettrica sono soggette a repentine fluttuazioni a breve termine, causate da vari fattori come cambiamenti nella domanda, offerta e condizioni meteorologiche. Nella figura 3 è rappresentato il PUN per l'anno 2020, dove sono stati evidenziati due tipologie di cluster: ad alta e bassa volatilità. I cluster ad alta volatilità si verificano durante periodi di incertezza o di significativi cambiamenti nei fattori che influenzano l'offerta e la domanda. I cluster a bassa volatilità

tendono a presentarsi in periodi di stabilità, quando la domanda e l'offerta sono prevedibili e le condizioni di mercato sono equilibrate.



**Figura 3:** La volatilità del PUN (prezzo unico nazionale) per l'anno 2022

- Stagionalità e influenza del calendario: i prezzi dell'energia elettrica mostrano variazioni cicliche dovute a fattori intra-giornalieri, settimanali, mensili e stagionali. Questi pattern sono spesso collegati ai cambiamenti delle condizioni climatiche (variazioni stagionali) e dei modelli di consumo (giorni festivi o feriali). Queste variazioni hanno particolare impatto ai fini di questa ricerca, perché sono prevedibili e conseguentemente sfruttabili con una certa sistematicità. Al netto del trend, che contraddistingue inevitabilmente lo storico dei prezzi, è possibile fare dei confronti con i risultati ottenuti del paragrafo 2.8, per cercare di allineare i profili di produzioni con le stagioni maggiormente remunerative.
- Spikes e Jump: questi termini descrivono variazioni improvvise e significative rispetto al valore medio nei prezzi, con picchi di breve durata. Mentre la volatilità descrive la elevata frequenza di queste variazioni, questo fenomeno si concentra sull'entità in termini di scostamento dal valore medio. I due termini identificano lo stesso fenomeno con comportamenti differenti; gli spikes sono movimenti acuti che si risolvono rapidamente e non mutano il valore medio, mentre i Jump possono avere effetti più duraturi sui prezzi e tendono a stabilizzarsi su un nuovo valore medio.
- Fenomeno di ritorno alla media ("Mean Reversion"): questo fenomeno indica la tendenza dei prezzi dell'energia elettrica a ritornare verso un valore medio dopo i periodi di deviazione. Questo fenomeno è facilmente riscontrabile in figura 3, dove la media mobile su 200 periodi delinea un trend generalmente stabile e stagionale, con ripetute oscillazioni.
- Distribuzione di probabilità asimmetrica: Anche se i prezzi dell'energia elettrica possono mostrare una distribuzione normale per brevi intervalli, spesso presentano una



distribuzione asimmetrica a lungo termine rispetto alla Gaussiana di distribuzione normale.

### **3.4 PVGIS: metodi di calcolo dei profili orari e limiti tecnici.**

*Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)* è un'applicazione online sviluppata dal *Joint Research Centre* della Commissione Europea che fornisce dati e mappe geografiche per l'analisi del potenziale solare e della produzione energetica fotovoltaica in Europa e Africa[4]. PVGIS è diffuso nel settore scientifico per la sua accessibilità e facilità di utilizzo, permettendo agli utenti di ottenere stime rapide della produzione energetica solare per diverse configurazioni e scenari di installazione. Gli algoritmi utilizzati sono di comprovata validità e fanno riferimento ai principali articoli presenti in letteratura sul tema fotovoltaico. In questo capitolo saranno esplorate le principali funzioni degli algoritmi utilizzati, in modo tale da evidenziare pregi e limiti operativi. Questa analisi critica acquista rilevante importanza, perché consente di comprendere quali integrazioni possono essere fatte al software per essere migliorato.

#### *3.4.1 Database di radiazione solare: Metodi Satellitari e Rianalisi Climatica*

Nello studio dei metodi per la stima dell'intensità della radiazione solare, i sensori terrestri rappresentano la soluzione ottimale per garantire la massima accuratezza, ma solo a condizione che vengano rispettati criteri piuttosto stringenti, quali l'impiego di sensori di alta qualità, la calibrazione periodica e la raccolta frequente dei dati. Nelle applicazioni pratiche rispettare in maniera rigorosa queste condizioni risulta difficilmente praticabile, inoltre la limitata disponibilità e la distribuzione geografica estesa di queste stazioni di misurazione spesso ne limitano l'applicabilità pratica su larga scala.

Per garantire una copertura geografica globale ma allo stesso tempo realistica, PVGIS si affida a due modalità per l'acquisizione di un database: l'acquisizione satellitare e la rianalisi climatica. L'acquisizione satellitare sfrutta dati raccolti da satelliti meteorologici geostazionari, come i METEOSAT, che coprono vaste aree geografiche inclusi Africa, Europa e parte dell'Asia. Questo metodo permette di ottenere serie storiche lunghe fino a 30 anni, garantendo un'analisi dettagliata e continua dell'irraggiamento solare. L'elaborazione dei dati satellitari richiede l'uso di algoritmi matematici avanzati per convertire le misure spaziali in stime di radiazione solare a terra, integrando variabili come il vapore acqueo, gli aerosol e l'ozono presenti nell'atmosfera. Nonostante la complessità degli algoritmi, questo metodo consente di ottenere una copertura quasi globale, eccetto per le aree polari, con una risoluzione spaziale relativamente alta.

La rianalisi climatica è un processo attraverso il quale si utilizzano modelli di previsione meteorologica per ricostruire retrospettivamente le condizioni atmosferiche del passato. Dopo la raccolta di tutte le osservazioni meteorologiche disponibili, come temperature, precipitazioni, umidità, velocità del vento e altri parametri, questi dati vengono poi inseriti in un modello numerico di previsione del tempo, che utilizza le leggi fisiche dell'atmosfera per simulare i processi atmosferici. Il modello calcola le interazioni tra i vari componenti dell'atmosfera, come l'aria, il vapore acqueo, e gli aerosol e stima la radiazione più probabile. Anche se la risoluzione spaziale è inferiore rispetto ai dati satellitari e la precisione può variare, i modelli di rianalisi sono particolarmente utili nelle regioni non coperte efficacemente dai satelliti, come per esempio i poli.

Entrambe le modalità, nonostante le loro specifiche limitazioni e sfide, sono fondamentali per il progetto PVGIS, permettendo di combinare i loro vantaggi per offrire una rappresentazione accurata della radiazione solare, indipendentemente dalla posizione geografica.

#### *3.4.2 Trasposizione dei valori di irraggiamento su piano inclinato*

Gli algoritmi utilizzati da PVGIS per il calcolo della radiazione a terra dai dati geospaziali sono stati realizzati in collaborazione con CM SAF (Satellite Application Facility on Climate Monitoring) e rappresentano il principale database di irraggiamento utilizzato dai software commerciali ad uso professionale. I dati acquisiti da questi algoritmi si riferiscono ad una superficie perfettamente orizzontale e sono indipendenti dal tilt e l'azimut di esposizione dell'impianto teorico. Nei casi pratici, tuttavia, in genere gli impianti presentano una propria inclinazione, con l'obiettivo di migliorare l'acquisizione della radiazione e i valori iniziali devono essere opportunamente trasposti.

La trasposizione della radiazione diretta risulta generalmente semplice e può essere calcolata attraverso trasformazioni geometriche conoscendo la posizione solare e le caratteristiche geometriche dell'impianto.

Per quanto riguarda la componente diffusa, risultato della dispersione della luce solare da parte degli elementi atmosferici, il calcolo diventa più complesso. I modelli utilizzati per stimare questa componente in due categorie principali: isotropici e anisotropi [3].

1. **Modelli Isotropici:** In questi modelli, si assume che l'irradianza diffusa sia distribuita uniformemente su tutto l'emisfero celeste. La componente diffusa su una superficie inclinata viene quindi stimata scalando il valore misurato su un piano orizzontale per un fattore che dipende dall'angolo di inclinazione della superficie, considerando la porzione del cielo visibile dalla superficie del modulo.

2. Modelli Anisotropi: Questi modelli sono più complessi da implementare e tengono conto della differente esposizione luminosa nel cielo. In qualsiasi istante della giornata è infatti possibile distinguere una copertura nuvolosa variabile e conseguentemente diversa esposizione alla radiazione diffusa.

Il modello utilizzato da PVGIS è anisotropo a due componenti e si basa su quello implementato da Muneer nel 1990 [1]. I dettagli analitici sono trattati nel report tecnico [2] e si è dimostrato altamente affidabile e preciso.

### *3.4.3 Rendimento dei moduli fotovoltaici e profilo di potenza in diverse condizioni di funzionamento*

La misurazione del rendimento dei profili di potenza si basa sulle condizioni STC (*"Standard Test Conditions"*), ovvero dei parametri di riferimento standardizzati che consentono di valutare e confrontare le prestazioni dei moduli solari in condizioni ideali

Le STC sono uniche e sono specificate in letteratura come segue.

1. Irradiazione solare: 1000 watt per metro quadrato ( $W/m^2$ ). Questa è la quantità di energia solare che colpisce un metro quadrato di superficie perpendicolare ai raggi solari.
2. Temperatura del modulo:  $25^{\circ}C$  ( $77^{\circ}F$ ).
3. Spettro solare: il fattore AM è fissato a 1.5. L'Air Mass è un parametro che descrive la lunghezza del percorso che la radiazione deve attraversare nell'atmosfera prima di raggiungere la terra. Un AM di 1.5 implica che lo spettro attraversa uno strato di atmosfera che è 1.5 volte più spesso dello spessore zenitale standard.

La potenza reale di un modulo fotovoltaico spesso differisce dalla potenza nominale specificata sotto le Condizioni Standard di Test (STC) per vari motivi legati principalmente alle condizioni ambientali e alle caratteristiche operative del sistema solare. PVGIS, infatti, attua delle correzioni per tener conto dello scostamento delle performance dei moduli da quelle ideali di riferimento[3]. Nel calcolare l'output energetico, il software PVGIS tiene conto di vari effetti significativi che influenzano le prestazioni dell'impianto nelle condizioni specifiche in cui si trova a funzionare. Uno dei più importanti è il riflesso ad angolo acuto, che considera l'effetto di riflessione della luce solare quando incide sul modulo. Il problema diventa più rilevante quando incide ad angoli stretti, diminuendo l'efficienza energetica del modulo di circa il 2-4%. Inoltre, PVGIS considera l'effetto dei cambiamenti nello spettro solare. I moduli fotovoltaici sono sensibili solo a determinate lunghezze d'onda, e lo spettro della luce solare può variare a seconda delle condizioni meteorologiche e del momento della giornata. Queste variazioni influenzano direttamente la potenza che i moduli possono generare.

Infine, il software analizza la dipendenza della potenza PV dall'irraggiamento e dalla temperatura del modulo. L'efficienza di un modulo fotovoltaico diminuisce con l'aumentare della temperatura del modulo e varia anche in base all'intensità dell'irraggiamento solare ricevuto. La stima delle energie fatte da PVGIS risulta quindi affidabile, perché tiene conto di tutte le voci di perdite legate alle installazioni fotovoltaiche, questo lo rende uno strumento ad accesso gratuito di rilievo per tutti gli esperti del settore.

#### *3.4.4 Gli ombreggiamenti sistematici in PVGIS*

Gli ombreggiamenti sistematici nei sistemi fotovoltaici si riferiscono a quelle ombre che si verificano in modo prevedibile e periodico, spesso causate da strutture fisse come edifici, alberi, o altre installazioni permanenti. Questi ombreggiamenti sono influenzati dalla combinazione di fattori geografici, ambientali e strutturali, che alterano l'angolazione e l'intensità della luce solare che raggiunge i moduli fotovoltaici sotto diverse condizioni meteorologiche e in momenti diversi dell'anno.

La gestione di questi ombreggiamenti, sia interni che esterni all'impianto, è una sfida tecnica molto rilevante nella progettazione degli impianti fotovoltaici. Ombreggiamenti causati da elementi naturali come alberi o da strutture artificiali come camini o pannelli adiacenti possono compromettere seriamente il flusso di energia generato dalle celle solari. Negli impianti di grandi dimensioni, anche una lieve riduzione dell'efficienza in una piccola area può avere ripercussioni negative sull'efficienza complessiva del sistema. Gli ombreggiamenti sistematici sono classificati in due categorie principali: interni ed esterni.

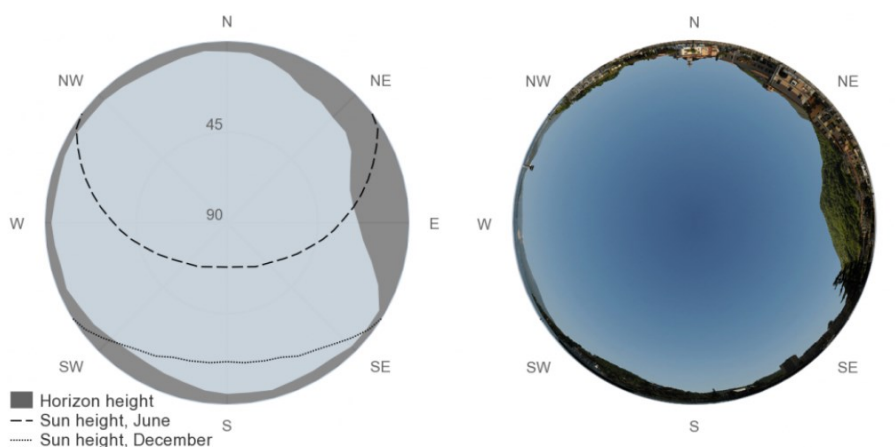
Gli ombreggiamenti esterni si riferiscono alle condizioni in cui la luce solare diretta su un impianto fotovoltaico viene parzialmente o completamente oscurata da elementi esterni al sistema fotovoltaico stesso. Questi elementi esterni possono includere edifici, alberi, strutture, nuvole, montagne o altre installazioni che creano ombre ricorrenti proiettate sui moduli fotovoltaici. Gli ombreggiamenti esterni possono essere suddivisi in due categorie principali: ombreggiamenti naturali e artificiali.

Gli ombreggiamenti naturali sono causati da ostacoli naturali come alberi, montagne, conformazione del terreno e nuvole. Durante diverse ore del giorno e stagioni dell'anno, la posizione del sole varia, causando variazioni nell'irraggiamento solare incidente sui moduli fotovoltaici. Ombreggiamenti artificiali sono invece causati da strutture artificiali come edifici, camini, pannelli solari adiacenti o altre installazioni umane. Le ombre generate da queste strutture possono variare in base alla loro altezza, posizione e orientamento rispetto ai moduli fotovoltaici.

Gli ombreggiamenti esterni possono comportare una perdita significativa di produzione di energia fotovoltaica e possono causare fenomeni indesiderati come i "punti caldi" (hot spots) che, se ricorrenti nel lungo periodo, possono danneggiare i moduli riducendo la vita utile dell'impianto.

PVGIS fornisce informazioni sull'orizzonte calcolate internamente, che possono essere utilizzate per stimare gli ombreggiamenti derivati dall'orizzonte locale. Questa opzione è predefinita nello strumento PVGIS e fornisce una valutazione rapida degli ombreggiamenti causati dalle colline e montagne vicine, senza la necessità di fornire dati aggiuntivi.

In figura 4 viene mostrato un esempio applicativo reso disponibile dal sito PVGIS. Gli ombreggiamenti locali vengono resi noti mediante un diagramma polare, quando il sole si troverà in una coppia azimut-elevazione oscurata il valore della radiazione percepita dall'impianto sarà riconducibile alla sola radiazione diffusa. Nella figura a destra è raffigurata invece una fotografia dell'orizzonte ottenuta da una fotocamera fisheye; confrontando le due immagini si può dunque vedere la compatibilità tra il profilo geografico circostante e i valori d'ombreggiamento esterno.



**Figura 4.** Fotografia dell'orizzonte ottenuta da una fotocamera fisheye e confronto con PVGIS [3]

Gli ombreggiamenti interni in un impianto fotovoltaico si verificano quando alcuni componenti dell'impianto o strutture circostanti proiettano ombre sulle superfici dei pannelli solari stessi. Queste ombre possono ridurre l'efficienza complessiva del sistema fotovoltaico, poiché diminuiscono la quantità di luce solare diretta che può essere assorbita e convertita in energia utile. In fase di progettazione l'aspetto che viene tenuto maggiormente in considerazione è legato all'ombreggiamento sistematico causato dalla vicinanza dei filari.

Questo fenomeno, noto anche come “mutuo ombreggiamento” o “ombreggiamento reciproco”, si verifica quando i pannelli solari di un filare proiettano ombre sui pannelli di filari adiacenti, riducendo così la radiazione solare disponibile per la produzione di energia.

Gli ombreggiamenti tra filari possono avere un effetto cumulativo sull'intero impianto, poiché ogni filare ombreggiato riduce la produzione dei filari circostanti in relazione alla modalità di disposizione degli inverter. In questi termini un ombreggiamento circoscritto ad una piccola porzione dell'impianto può portare a una diminuzione significativa della produzione di energia dell'intero layout.

In fase di progettazione di un impianto fotovoltaico, una delle sfide principali è bilanciare efficacemente la densità dei pannelli solari, misurata tramite il Ground Coverage Ratio (GCR), con l'inclinazione ottimale dei pannelli per minimizzare le perdite energetiche causate dall'ombreggiamento reciproco.

Un GCR basso significa che i pannelli sono sparsi su una superficie più ampia, riducendo la probabilità che un pannello ombreggi un altro. Questo arrangiamento favorisce l'esposizione alla luce solare diretta e quindi l'efficienza energetica. Tuttavia, richiede un'area più estesa per l'installazione, il che potrebbe non essere sempre possibile o economicamente vantaggioso, specialmente in luoghi dove il terreno ha un costo elevato.

L'angolo di inclinazione dei pannelli rispetto al terreno influisce direttamente sia sulla loro capacità di catturare la radiazione solare che sullo spazio occupato. Pannelli correttamente inclinati possono massimizzare l'assorbimento di luce solare, tuttavia potrebbero occupare un eccessivo spazio.

La scelta ottimale di questi parametri richiede un compromesso tra la minimizzazione delle perdite energetiche dovute all'ombreggiamento e l'uso efficiente dello spazio. Un GCR basso può essere ideale per ridurre l'ombreggiamento, ma potrebbe non essere fattibile in zone con limitazioni di spazio. Invece, un GCR alto potrebbe massimizzare l'uso dello spazio ma aumentare il rischio di perdite energetiche a causa dell'ombreggiamento.

In altri termini, la progettazione di un impianto fotovoltaico deve considerare un'ottimizzazione tecnico-economica che equilibri il GCR e l'inclinazione dei pannelli per massimizzare la produzione energetica pur gestendo efficacemente i costi e le restrizioni spaziali. Questo approccio integrato assicura che l'impianto sia non solo efficace nel generare energia, ma anche sostenibile dal punto di vista economico e pratico nel lungo termine.

Nella sezione "5.2.6 Other effects not considered in PVGIS" del manuale sui metodi di calcolo di PVGIS [4], viene specificato che alcuni effetti non vengono inclusi nelle simulazioni di produzione energetica dei pannelli fotovoltaici. Tra questi, rientra il mutuo ombreggiamento; questa esclusione è significativa perché il mutuo ombreggiamento può influenzare

notevolmente la resa di un impianto fotovoltaico, particolarmente in aree con alta densità di installazione o dove gli spazi disponibili per l'installazione sono limitati. La non inclusione di questo effetto nelle simulazioni di PVGIS suggerisce che i risultati ottenuti possono essere troppo ottimistici.

## 4 Analisi e implementazione di funzionalità avanzate per PVGIS in ambiente MATLAB

Nel settore di progettazione degli impianti Utility Scale l'ottimizzazione del passo tra i filari riveste un ruolo essenziale nella ricerca del layout ottimale. L'utilizzo di passi relativi piccoli può ridurre significativamente l'occupazione del suolo e i relativi costi di acquisizione, ma può aggravare la problematica comunemente denominata "inter-row shading", legata agli ombreggiamenti sistematici tra i filari adiacenti.

Il parametro GCR quantifica la densità dell'array e rappresenta il rapporto tra l'area coperta dai pannelli PV e l'intera superficie del campo:

$$GCR = \frac{A_{attiva}}{A_{occupata}} \quad (4.1)$$

Dove  $A_{attiva}$  rappresenta la superficie attiva dei moduli e  $A_{occupata}$  lo spazio occupato complessivamente dall'impianto.

Un GCR elevato non solo riduce l'area di terreno necessaria, abbattendo i costi di acquisizione e di manutenzione del suolo, ma limita anche la distanza totale di cablaggio tra i moduli, diminuendo i costi associati e le perdite di potenza dovute alla resistenza dei cavi. Tuttavia, un GCR eccessivamente alto può incrementare il rischio di ombreggiamento reciproco e, se non adeguatamente gestito, può condurre ad una riduzione consistente dell'irraggiamento ricevuto dai moduli con conseguenti effetti di mismatching all'interno delle stringhe.

Nel capitolo precedente è stato analizzato nel dettaglio lo strumento di simulazione fornito da PVGIS, ampiamente utilizzato nella pianificazione dei sistemi fotovoltaici. Nonostante gli algoritmi utilizzati siano molto accurati nella simulazione dell'energia generata e delle relative perdite, il software non considera la disposizione geometrica del parco fotovoltaico. L'ipotesi alla base delle simulazioni è che il GCR sia uguale a 0 (passo infinito), portando le perdite per ombreggiamento a diventare trascurabili. Queste approssimazioni portano a sovrastimare l'energia effettivamente generabile e fornisce delle previsioni ottimistiche che non riflettono le prestazioni effettive in situazioni operative reali. La mancata stimabilità dell'area occupata dall'installazione non consente inoltre di calcolare in maniera realistica il costo del suolo occupato, utile alla determinazione del capitale iniziale investito (CAPEX).

Questo capitolo mira a fornire uno strumento di supporto per l'algoritmo di calcolo dei profili di potenza utilizzato in PVGIS, introducendo il Ground Coverage Ratio (GCR) come nuovo parametro di input per valutare la sua influenza sulla redditività dei progetti fotovoltaici.



Analizzando gli impatti del GCR, sarà possibile implementare due diverse strategie di ottimizzazione.

La prima permetterà di identificare l'impianto che offre le migliori prospettive economiche a parità di superficie occupata. Talvolta lo spazio occupato, soprattutto per gli impianti utility scale, diventa un vero e proprio limite fisico da cui non si può prescindere. Diventa quindi di grande interesse determinare quale soluzione possa essere maggiormente redditizia in presenza di specifici limiti spaziali.

La seconda, assumendo una potenza fissata e l'assenza di restrizioni geografiche, mirerà a individuare l'impianto più redditizio, tenendo conto unicamente del costo associato al terreno necessario per l'installazione.

#### **4.1 Sviluppo di uno strumento per la simulazione dei mutui ombreggiamenti**

La soluzione proposta alle problematiche evidenziate è dunque la realizzazione di un nuovo software MATLAB, capace di correggere e modulare i profili generati da PVGIS introducendo nuovi input geometrici per l'array e simulando il comportamento del sistema al variare degli ombreggiamenti sistematici. Il software correttivo consta di quattro blocchi principali.

1. “Acquisizione e salvataggio dati”: il primo blocco del programma ha come obiettivo l'acquisizione e salvataggio dei profili di potenza attraverso la realizzazione di chiamate API. Questa fase permette di simulare e archiviare i dati relativi a diverse configurazioni parametriche dei pannelli fotovoltaici, direttamente all'interno dell'ambiente MATLAB. L'acquisizione di questi profili sarà importante durante la procedura di ottimizzazione, dove verranno confrontate un elevato numero di potenziali configurazioni con parametri differenti.
2. “Interpolazione dei profili di potenza”: lo scopo di questa fase del processo è interpolare i profili orari forniti da PVGIS per ottenere una curva di potenza continua che rifletta la variazione intra-orarie. Questo passaggio consente di incrementare la granularità dei dati e conseguentemente di migliorare la precisione con cui sono rappresentate le curve.
3. “Calcolo dell'energia generata”: Il calcolo dell'energia oraria si ottiene integrando i profili di potenza corretti e interpolati per ciascuna ora del giorno. Il processo di integrazione consente di convertire le potenze istantanee(kW) in energia cumulativa oraria (kWh) utilizzando metodi di integrazione numerica.
4. “Calcolo dei fattori di ombreggiamento e stima delle perdite “: L'ultimo blocco è progettato per quantificare l'impatto degli ombreggiamenti sistematici sul profilo

orario delle energie. Utilizzando i fattori di ombreggiamento calcolati, il programma stima le perdite energetiche attribuibili all'ombreggiamento. Queste perdite sono integrate nel calcolo finale dell'energia prodotta dall'impianto per fornire una stima realistica delle sue prestazioni.

Le metodologie specifiche adottate nei singoli blocchi saranno spiegate in maniera approfondita nel corso di questo paragrafo.

#### *4.1.1 Architettura per l'acquisizione dei profili di produzione con chiamata API*

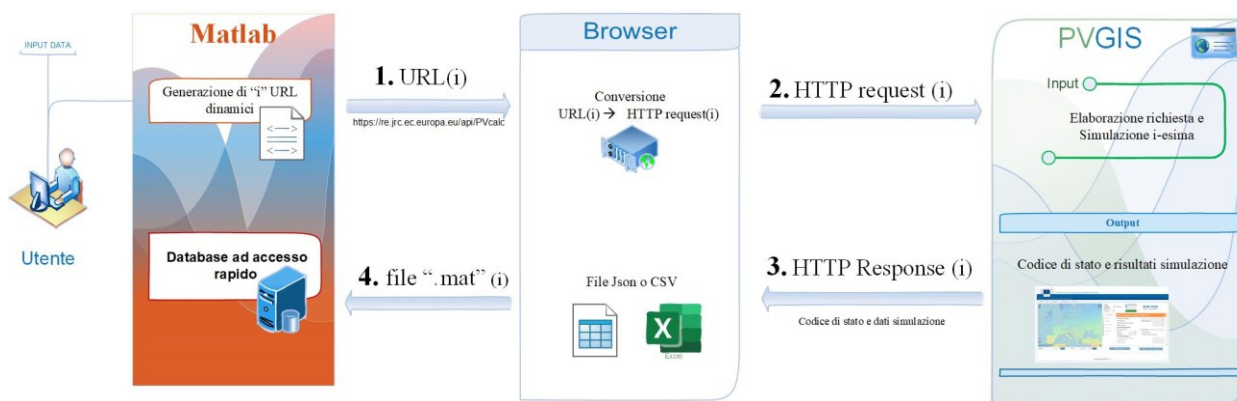
Una chiamata API (Application Programming Interface) è un insieme di regole che permettono a diverse applicazioni software di interagire tra loro. È essenziale nello sviluppo di nuovi software perché facilita l'integrazione di diverse funzionalità e dati, permettendo agli sviluppatori di creare applicazioni più affidabili senza dover riscrivere interamente codici complessi.

Il servizio API non interattivo di PVGIS offre un'interfaccia per il recupero programmato dei dati di irradiazione solare e delle stime di potenza fotovoltaica oraria. Gli sviluppatori possono utilizzare queste API per integrare le funzionalità di PVGIS direttamente nelle loro applicazioni software, permettendo automatizzazioni e analisi iterative senza interazione manuale. L'utilizzo delle API segue una procedura standard: l'utente invia una richiesta HTTP specificando i parametri necessari, come la località, l'orientamento e l'inclinazione del pannello fotovoltaico. PVGIS elabora queste richieste utilizzando i suoi modelli di calcolo e database di irradianza, restituendo poi i dati desiderati in formati facilmente integrabili, come JSON o CSV.

Alcuni software commerciali e open source, tra cui PVsyst, SAM e PVlib, sfruttano le API di PVGIS per accedere direttamente al suo vasto database di dati di irraggiamento su superficie orizzontale, integrando questi dati nelle loro piattaforme come Database iniziale.

In figura 5 viene raffigurata l'architettura generale utilizzata dal programma principale per ciascuna chiamata API; Per ciascuna simulazione il codice Matlab genera una stringa URL che corrisponde in maniera univoca ai parametri di INPUT dell'impianto come la posizione geografica, l'orientamento e l'inclinazione dei pannelli solari. All'interno del browser per ciascuna stringa URL viene formulata una richiesta HTTP e seguente simulazione in PVGIS. Una volta inviata la richiesta, il servizio API di PVGIS elabora i dati utilizzando i propri modelli sofisticati e restituisce i profili di potenza orari in formati come JSON o CSV. Il formato JSON risulta più complesso da gestire ma particolarmente vantaggioso e rapido per la successiva automazione dei processi di raccolta dati intensivi.

I dati raccolti sono poi memorizzati in file MAT interni, che facilitano l'accesso e la manipolazione dei dati all'interno di MATLAB. Questa pratica consente una gestione efficiente dei dati, rendendo semplice l'accesso per ulteriori analisi e rielaborazioni.



**Figura 5:** Architettura del blocco d'acquisizione dati con chiamata API

#### 4.1.2 Miglioramento della risoluzione temporale mediante interpolazione dei profili di potenza.

L'accuratezza dell'intero modello dipende dalla precisione con cui si rappresentano i profili di potenza del corso del tempo. Come già evidenziato l'interpolazione dei dati consente di migliorare la risoluzione dei profili di potenza, forniti da PVGIS come valori istantanei oraria, generando un set continuo di dati che rifletta in maniera realistica l'andamento.

Per quanto riguarda la metodologia impiegata, l'ambiente MATLAB fornisce una vasta serie di opzioni. Tra le potenziali metodologie impiegabili si è optato per l'interpolazione PCHIP (Piecewise Cubic Hermite Interpolating Polynomial), vantaggiosa quando si analizzano profili monotoni di cui si vuole mantenere invariata tale proprietà.

L'interpolazione PCHIP è una variante dell'interpolazione Spline Cubica che mira a ottenere una curva liscia dal set di dati, mantenendo la forma naturale ed evitando oscillazioni eccessive. Una delle caratteristiche maggiormente distintive di questa metodologia è la monotonicità locale dei dati, ovvero la capacità di non variare la derivata della curva se i dati presentano un trend monotono crescente o decrescente. Se i dati di input sono in crescita o decrescita tra due punti consecutivi, la curva interpolata tra questi punti sarà anch'essa monotona. Questo è particolarmente vantaggioso per evitare i picchi artificiali o "overshoots" che possono verificarsi con le spline cubiche tradizionali.

La derivata è continua lungo tutto l'intervallo di interpolazione, questo evita l'instaurarsi di massimi o minimi, mentre la derivata seconda, a differenza delle spline cubiche tradizionali, può non essere continua generando una lisciatura non perfetta dei dati ma conservando la loro forma originale.

L'interpolazione Spline, per garantire una maggiore lisciatura dei dati, avrebbe introdotto una serie di picchi incompatibili con il trend reale dei dati. Durante il calcolo dell'energia ciascuno di questi picchi o depressione avrebbe portato ad un errore di calcolo non trascurabile. L'energia oraria, essendo l'integrale della potenza rispetto al tempo, è particolarmente sensibile a queste discrepanze. Un picco non reale può aumentare l'energia calcolata per quel periodo di tempo, portando a una sovrastima dell'energia prodotta.

Garantire una maggiore risoluzione temporale dei dati permette di calcolare con maggiore precisione temporale le perdite per ombreggiamento interfilare e definire con maggiore accuratezza l'energia oraria generata, data dall'integrale della curva ottenuta. Per garantire una adeguata risoluzione senza ricorrere ad un costo computazionale eccessivo, il codice estrapola dodici punti (uno ogni cinque minuti) nel caso di simulazione annuale, mentre se la simulazione richiede più anni vengono estrapolati quattro punti per ora, rendendo l'interpolazione computazionalmente più sostenibile.

#### 4.1.3 Calcolo dell'energia oraria generata mediante integrazione con metodo dei trapezi

L'energia generata da un generico impianto fotovoltaico può essere definita come l'integrale della curva di potenza nel tempo:

$$E = \int_{t_1}^{t_1+\Delta t} p_i(t) dt \quad (4.2)$$

Come già visto PVGIS fornisce il grafico delle potenze istantanee con risoluzione oraria e l'integrazione verrebbe fatta con  $\Delta t$  pari ad 1 ora. Tuttavia, il processo di interpolazione visto in 2.1.2 consente di migliorare la granularità dei campionamenti e definire una curva più precisa. L'intervallo temporale di integrazione diventa inferiore a quello orario e dipende dal numero di punti estrapolati dal problema di interpolazione, questo consente di ottenere un maggiore precisione del calcolo energetico.

Il metodo dei trapezi è uno delle principali procedure impiegate per approssimare il valore di un integrale con costo computazionale contenuto. L'intervallo di integrazione viene suddiviso in  $n$  sotto-intervalli di valore  $x_i$ , in seguito per ciascun intervallo, viene calcolata l'area del trapezio che ha base  $x_i$  e come altezze i valori di  $f(x)$  estremi all'intervallo:

$$A_i = \frac{(x_{i+1} - x_i) * (f(i) + f(i + 1))}{2} \quad \forall i \in [a, b] \quad (4.3)$$

Sommando le aree ottenute dai singoli intervalli si ottiene la formula generale del metodo dei trapezi:

$$A_T = \sum_{i=1}^n A_i = (x_{i+1} - x_i) \left( \frac{1}{2} f(x_0) + f(x_1) + f(x_2) + \dots + f(x_{n-1}) + \frac{1}{2} f(x_n) \right) \quad (4.4)$$

Si può infine ottenere l'errore commesso usando la tecnica dei trapezi su n intervalli dalla seguente formula:

$$\epsilon = \frac{(b-a)^3}{12n^2} \max |f''(x)| \quad (4.5)$$

L'errore introdotto dalla regolare dei trapezi tende a decadere in maniera quadratica all'aumentare degli intervalli di suddivisione n, per questo motivo l'interpolazione ad elevata risoluzione consente di ridurre l'errore che discosta l'applicazione di questa tecnica di approssimazione dalle funzioni di integrazione ad alto costo computazionale.

In MATLAB la procedura è automatizzata dalla funzione "trapz" e non necessita dell'applicazione diretta della formula.

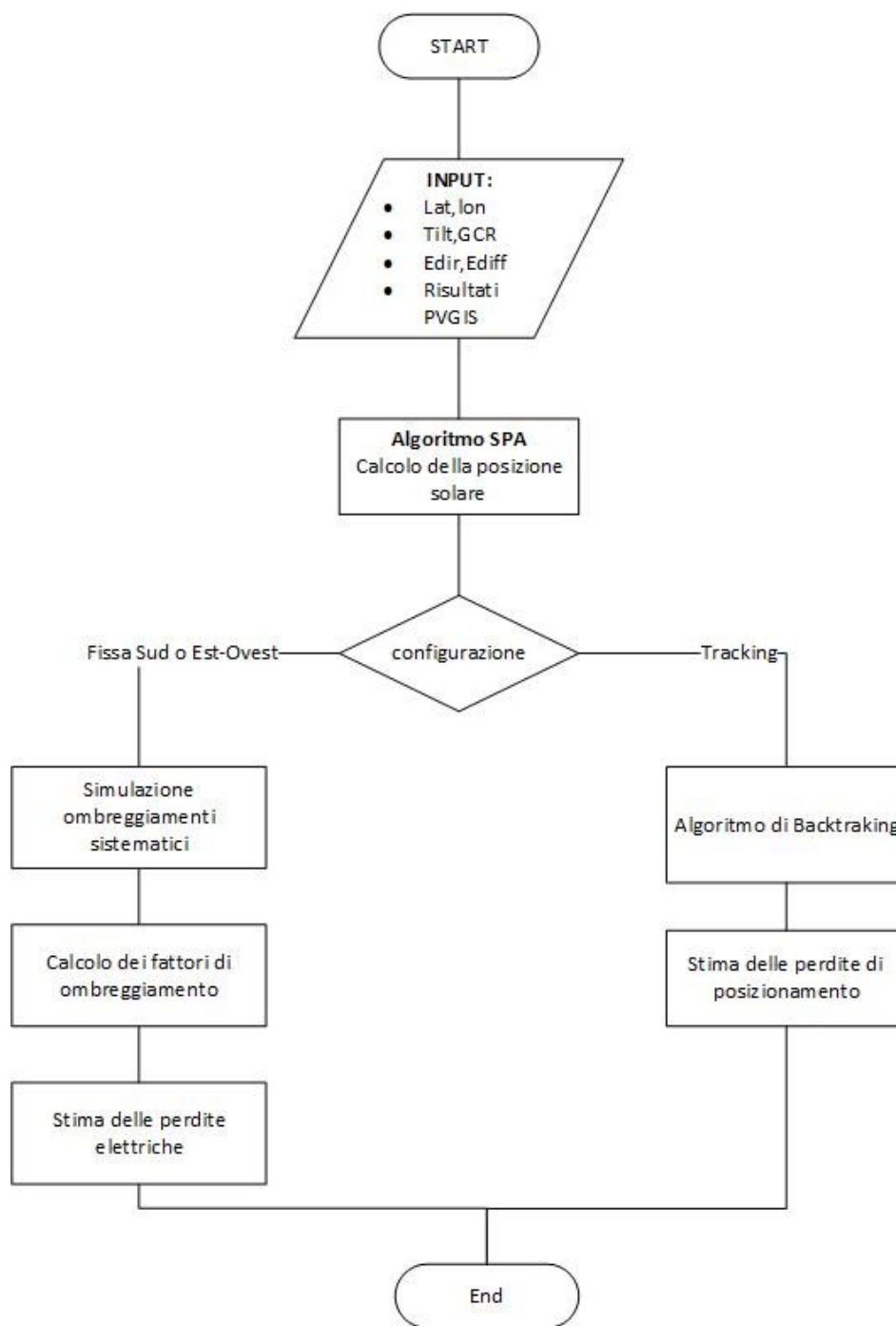
#### 4.1.4 Analisi delle perdite energetiche per ombreggiamento interfilare

L'ombreggiamento interfilare rappresenta una delle principali fonti di perdite energetiche nei sistemi fotovoltaici fissi e a tracking. Questo fenomeno si verifica quando i pannelli fotovoltaici sono parzialmente o totalmente oscurati dai filari adiacenti, compromettendo l'efficienza di cattura della radiazione solare e riducendo l'output energetico del sistema.

I parametri di Input necessari alla stima delle perdite sono quelli utilizzati nella simulazione PVGIS con l'aggiunta del GCR, che definisce la densità di superficie attiva nel suolo occupato. Un GCR ottimizzato consente di bilanciare spazio ed efficienza, garantendo la massima esposizione alla radiazione ma tenendo anche in considerazione il costo della superficie occupata.

Il flow chart di figura 6 rappresenta la struttura generale del programma utilizzato per la valutazione delle perdite. Il primo blocco da implementare è l'algoritmo di posizione solare (SPA), che ha l'obiettivo di calcolare con precisione la posizione del sole ad intervalli di dieci minuti. La corretta conoscenza delle traiettorie solari consente di calcolare i fattori di ombreggiamento diretto e diffuso, necessari per stimare le perdite legate a questo fenomeno. Il

fattore di ombreggiamento diretto è legato alla frazione di impianto ombreggiato; tuttavia, come si vedrà in seguito la relazione tra ombreggiamento e perdite non è lineare e necessiterà di ulteriori elaborazioni. Parallelamente, l'ombreggiamento incide anche sulla radiazione diffusa, ovvero quella parte di radiazione solare che non proviene direttamente dal sole, ma è diffusa dall'atmosfera. In questo caso il fattore di ombreggiamento per uno specifico impianto sarà costante nel tempo e dipenderà dalla frazione di volta celeste ombreggiata dai filari precedenti. Al contrario, le configurazioni a tracking sono progettate per seguire la traiettoria del sole nel cielo, ottimizzando l'angolazione dei pannelli per massimizzare l'esposizione alla radiazione solare. Se i pannelli fossero lasciati liberi di ruotare senza un controllo si verificherebbero condizioni di forte ombreggiamento nelle prime e ultime ore della giornata, quando il tilt che garantisce perpendicolarità alla radiazione incidente sarebbe prossimo ai  $90^\circ$  e oscurerebbe quasi interamente l'impianto. Per evitare questo fenomeno la tecnologia di tracking include spesso il sistema di backtracking, che regola l'angolazione dei pannelli per evitare l'ombreggiamento reciproco durante momenti critici. Questo elimina le perdite elettriche dovute all'ombreggiamento, ma introduce delle perdite di posizionamento, legate alla non perfetta perpendicolarità dei pannelli rispetto alla radiazione incidente.



*Figura 6. Schema a blocchi dell'algoritmo principale*

## 4.2 Algoritmo SPA (Solar Position Algorithm) per la simulazione della posizione solare

Con l'avanzamento tecnologico e la diffusione dei sistemi di tracking solare, vi è sempre maggiore necessità di algoritmi capaci di calcolare la posizione solare con minore incertezza. Le principali procedure implementate prima del 2000 presentavano grosse limitazioni in termini

di incertezze o periodo di anni calcolabili; Per esempio, il metodo proposto da Michalsky [5] nel 1988 consentiva il calcolo di Elevazione e Azimut solare con una incertezza di  $\pm 0,01^\circ$  per un periodo compreso tra il 1950 e il 2050, mentre la procedura implementata da Blanco-Muriel [6] nel 2001 ha permesso di ridurre l'incertezza ma al periodo limitato tra il 1999 e il 2015. Uno dei migliori risultati ottenuti in questi termini è riscontrabile nell'algoritmo denominato SPA (Solar Position Algorithm) la cui procedura si basa sulla Teoria delle Variazioni Secolari delle Orbite Planetarie (VSOP87) sviluppata da P. Bretagnon nel 1982.

L'algoritmo SPA (Solar Position Algorithm) è stato implementato dal National Renewable Energy Laboratory (NREL) degli Stati Uniti. Tale procedura è stata in seguito riassunta e semplificata da Ibrahim Reda e Afshin Andreas nel rapporto [7] del 2003, al fine di renderla applicabile e replicabile.

L'algoritmo SPA permette il calcolo degli angoli zenitali e azimutali con incertezza pari al  $\pm 0,0003^\circ$  per un intervallo di anni compreso tra il -2000 e il 6000. Il NREL ha sviluppato l'algoritmo ed è tuttora utilizzato in SAM (System advisor model), ovvero il software per la progettazione di impianti rinnovabili distribuito gratuitamente online. L'algoritmo è reso disponibile pubblicamente dal NREL in varie forme di codice sorgente, facilitando l'integrazione in progetti di ricerca e applicazioni pratiche. Trova applicazione in diversi ambiti che richiedono una precisa localizzazione solare, come nei sistemi di tracciamento solare, la progettazione urbanistica e architettonica, e in studi astronomici e meteorologici.

#### *4.2.1 Realizzazione di un algoritmo SPA (Solar Position Algorithm) in ambiente Matlab e convalida dei risultati ottenuti.*

Il calcolo degli ombreggiamenti sistematici e l'implementazione di un algoritmo di Backtracking proposti da questo lavoro precludono la conoscenza esatta della posizione solare per uno storico definito. La realizzazione di un nuovo algoritmo di posizionamento solare richiede specifiche competenze di geometria solare che si discostano dagli obiettivi di questo lavoro, per questo motivo si è cercato un algoritmo esistente e di consolidata applicazione per essere implementato in ambiente MATLAB.

Nel corso di questa ricerca, è stato adottato un algoritmo SPA (Solar Position Algorithm), la cui procedura di calcolo è descritta nell'articolo di Ibrahim Reda e Afshin Andreas. La procedura di calcolo è stata pubblicata interamente in [7], facilitando l'implementazione e la personalizzazione da parte degli utenti.

Gli input richiesti le coordinate geografiche del punto di osservazione, la data e l'ora in tempo universale coordinato (UTC), il fuso orario locale, oltre alla pressione atmosferica e temperatura per correggere la rifrazione atmosferica che può influenzare in maniera consistente la stima



dell'angolo di elevazione solare. La rifrazione si verifica quando la luce solare passa attraverso l'atmosfera terrestre e la sua traiettoria viene deviata a causa del cambiamento del mezzo di propagazione. A temperature più elevate, l'aria si espande, riducendo la densità e di conseguenza la rifrazione. Analogamente, un'alta pressione atmosferica aumenta la densità dell'aria, incrementando l'effetto refrattivo. Considerare la rifrazione atmosferica è essenziale per il calcolo accurato dell'elevazione solare, mentre l'azimut solare è generalmente meno influenzato da questo fenomeno. La temperatura del sito può essere facilmente ottenuta e integrata nell'algoritmo principale mediante le chiamate API di PVGIS e comporta un incremento del tempo di simulazione di soli dieci secondi.

Questo algoritmo è stato quindi integrato in un modello MATLAB per consentire al programma di calcolare la posizione solare in un qualsiasi punto del globo terrestre per momenti specifici. Gli output ottenuti sono l'azimut solare e l'elevazione opportunamente corretta tenendo conto del fenomeno di rifrazione.

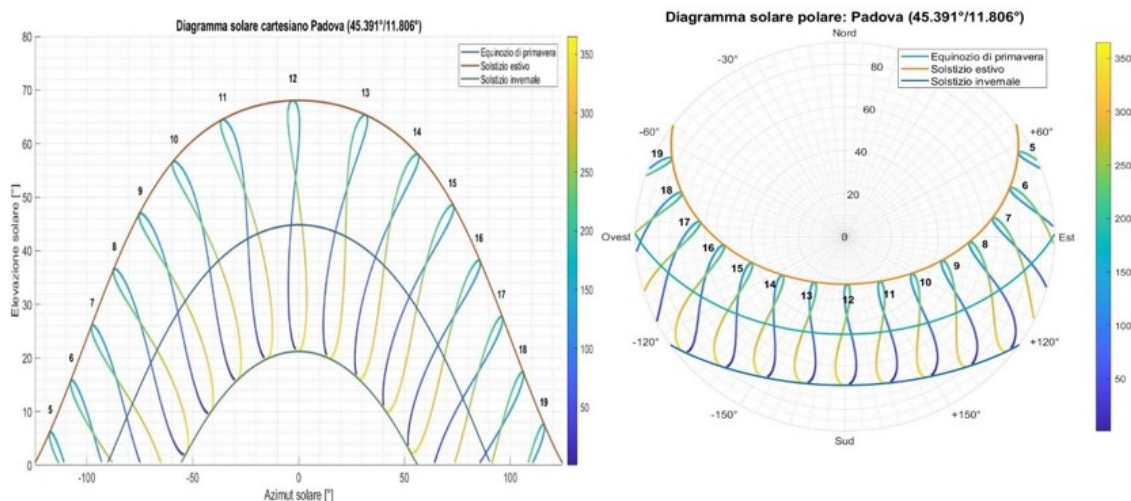
Per validare i risultati ottenuti è stato fondamentale confrontare i risultati calcolati con benchmark affidabili; per questo fine gli output risultati di zenith e azimut sono stati validati confrontandoli con l'Almanacco Astronomico, garantendo un errore quadratico medio inferiore a  $\pm 0,0003^\circ$ .

La visualizzazione dei dati relativi alla posizione solare annuale, calcolati per una specifica località e un arco temporale definito, è stata effettuata tramite diagrammi solari. Questi diagrammi (figura 7), raffigurabili sia in formato cartesiano che polare, visualizzano le curve che connettono i punti rappresentativi della posizione del sole in diverse ore dello stesso giorno. Nei diagrammi polari la posizione del sole viene mostrata in termini di azimut e zenith usando un sistema di coordinate circolari. L'azimut è rappresentato sull'angolo circolare, mentre l'altezza o lo zenith è rappresentata dalla distanza dal centro del cerchio. Nei diagrammi solari cartesiani invece, la posizione del sole viene descritta in formato più tradizionale con gli assi x e y, dove x rappresenta l'orario del giorno e l'asse y l'angolo solare, mettendo in luce la variazione infragiornaliera.

Le traiettorie dei solstizi estivi e inverali sono rispettivamente rappresentate con curve colorate in giallo e azzurro, mentre l'equinozio di primavera è indicato da una traiettoria verde.

Le traiettorie dei solstizi sono particolarmente utili per la valutazione degli ombreggiamenti; durante il solstizio invernale, la traiettoria solare si trova alla sua elevazione più bassa, risultando in una maggiore incidenza di ombreggiamenti e relativo incremento di perdite. Al contrario, durante il solstizio estivo, la traiettoria solare raggiunge la sua massima elevazione, riducendo significativamente l'esposizione agli ombreggiamenti. Un elemento distintivo dei diagrammi simulati sono gli analemmi, che rappresentano la variazione della posizione solare

di giorno in giorno alla stessa ora, per tutto l'anno. Ogni analemma presenta una forma tipicamente ad “otto” ed è composto da 365 o 366 punti, uno per ogni giorno dell'anno, con i giorni rappresentati tramite una gradazione cromatica lungo una barra laterale nei grafici. Questa rappresentazione permette di comprendere come la posizione solare cambia quotidianamente nel corso dell'anno.



*Figura 7. Diagramma solare cartesiano (sx) e polare (dx) ottenuti dall' algoritmo SPA*

### 4.3 Sviluppo di un algoritmo integrativo per la simulazione degli scenari di Self-Shading nella configurazione Sud fissa.

Nella progettazione di impianti fotovoltaici utility scale è importante considerare correttamente l'ombreggiamento mutuo tra i filari di pannelli, consentendo di trovare il miglior compromesso tra l'efficienza energetica e la sostenibilità economico-finanziaria del progetto. Strumenti standard, come PVGIS, spesso non tengono in considerazione la configurazione geometrica dell'impianto, dando stime di energia generata imprecise. Di conseguenza, per garantire una corretta analisi di ottimizzazione, è emersa la necessità di sviluppare un algoritmo integrativo che implementi la funzionalità di simulazione di ombreggiamento interfilari, garantendo una rappresentazione più precisa e realistica delle perdite energetiche in diversi scenari di installazione.

L'ombreggiamento mutuo è particolarmente significativo negli impianti fotovoltaici su larga scala, dove l'ottimizzazione dello spazio e la massimizzazione dell'efficienza energetica sono essenziali per la sostenibilità economica del progetto. L'algoritmo proposto sarà sviluppato

inizialmente per configurazioni orientate verso sud e successivamente adattato per configurazioni Est-Ovest, ampliando la sua applicabilità.

La validazione dei risultati ottenuti sarà infine effettuata mediante il confronto con software avanzati come PVsyst e SAM, che sono riconosciuti per la loro affidabilità e precisione nelle simulazioni degli ombreggiamenti di impianti fotovoltaici.

#### *4.3.1 Metodologia per lo Sviluppo e la Validazione dell'Algoritmo di Inter-Row Shading nei Sistemi Fotovoltaici*

La metodologia adottata per realizzare e validare l'algoritmo di inter-row shading è articolata in cinque fasi principali, elencate in seguito.

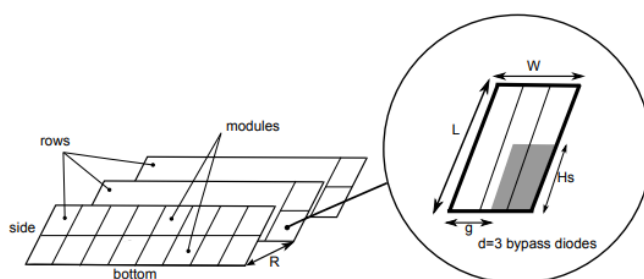
1. Realizzazione del modello geometrico 3D: la prima fase consiste nello sviluppo del modello tridimensionale dell'array fotovoltaico utilizzando MATLAB. Questo modello rappresenta la disposizione fisica dei pannelli solari e permette di visualizzare e manipolare la configurazione dell'impianto in un ambiente virtuale.
2. Simulazione 3D dell'Ombreggiamento: una volta definito il modello geometrico, la seconda fase simula gli ombreggiamenti per istanti temporali successivi. La risoluzione di questa simulazione dipende dalla granularità con cui sono stati calcolati i dati di azimut ed elevazione dall'algoritmo di SPA e avrà un impatto importante sul costo computazionale delle simulazioni.
3. Calcolo delle Perdite: utilizzando i dati ottenuti dalla simulazione dell'ombreggiamento, la terza fase implica il calcolo delle perdite elettriche distinguendo tra il contributo di riduzione della radiazione diretta e diffusa. Queste due componenti sono soggette a fenomeni di ombreggiamento molto diversi e per ciascuna di essi verrà determinato uno specifico fattore di ombreggiamento.
4. Risultati e Convalida: i risultati della simulazione e del calcolo delle perdite vengono analizzati e confrontati con i risultati ottenuti da altri software per verificarne l'accuratezza.
5. Variante dell'Algoritmo per la Configurazione Est-Ovest: l'algoritmo viene infine adattato per simulare e analizzare le configurazioni Est-Ovest, che presentano dinamiche di ombreggiamento differenti rispetto alle configurazioni tradizionali orientate a sud.

#### 4.3.2 Sviluppo di un modello tridimensionale per la rappresentazione degli array fotovoltaici in MATLAB

Il modello 3D dell'array è sviluppato utilizzando l'ambiente MATLAB, che offre strumenti flessibili per la manipolazione di matrici e oggetti tridimensionali. Il primo passo nella creazione del modello geometrico consiste nel definire le dimensioni fisiche dei moduli fotovoltaici, che includono larghezza ( $W$ ), lunghezza ( $L$ ) e l'orientamento dei pannelli ("ritratto" o "paesaggio"). Questi parametri sono fondamentali per determinare l'interazione fisica tra i moduli e la loro esposizione alla radiazione solare.

Per un impianto fotovoltaico con una potenza complessiva di 1 MW, il numero totale di moduli necessari ( $N$ ) è calcolato dividendo la potenza totale dell'impianto per la potenza nominale di un singolo modulo. Nell'ambito dello studio presentato, è stato utilizzato un software che consente l'accesso a un database di moduli fotovoltaici, permettendo la sostituzione dei moduli in base alle esigenze specifiche di ciascuna simulazione. Per questa analisi, è stato selezionato il modulo "Canadian Solar CS5P-220M" con una potenza di  $410 W_p$  per un totale di 2439 moduli/ $MW_p$ .

Con le dimensioni dei moduli definite e il numero di moduli totali, il passo successivo è l'assemblaggio dell'array completo. Questo passaggio richiede l'organizzazione dei moduli in filari, che consente la definizione del numero di moduli per stringa ( $M_{string}$ ) e il numero totale di stringhe nell'impianto ( $N_{strings}$ ). In un progetto reale questi parametri presentano dei vincoli legati alla disponibilità spaziale e alla configurazione degli inverter, i quali presentano specifiche limitazioni in termini di tensione di ingresso e massima corrente gestibile. Ai fini di questa ricerca si è assunto che la distribuzione degli inverter sia per stringa e che ciascun inverter accetti una potenza massima di 100 kW. Si è infine supposto che  $M_{string}$  sia pari a 4 e conseguentemente 61 pannelli sul lato lungo, per un totale di 244 moduli per stringa.



**Figura 8.** Parametri geometrici tridimensionali dell'impianto

La configurazione finale dell'array è infine definita prevalentemente dal Ground Coverage Ratio (GCR), un parametro chiave che stabilisce la distanza tra i filari ( $R$ ) e può impattare significativamente sulle performance e sulla resa economica di un impianto fotovoltaico.

IL GCR è dato dal rapporto tra la superficie attiva e l'area occupata, se la disposizione dei pannelli è landscape si può ottenere come:

$$GCR = \frac{Superficie_{attiva}}{Superficie_{occupata}} = \frac{B}{L_{eq}} = \frac{W * M_{side}}{L * \cos(tilt) + R}$$

(4.6)

Una volta definito il GCR voluto e i limiti geografici del sito è quindi possibile completare la configurazione geometrica definendo il numero di pannelli sul lato corto della stringa ( $M_{side}$ ) e conseguentemente il numero di pannelli sul lato lungo ( $M_{bottom}$ ). L'ultimo parametro utile alla rappresentazione tridimensionale è la lunghezza di ciascuna stringa dell'array ( $L_{row}$ ) data dal prodotto tra  $M_{bottom}$  e la lunghezza della base di ciascun modulo.

È fondamentale sottolineare che l'analisi dell'effetto del GCR sull'impianto prescinde dalla disposizione specifica dei moduli tra i filari. Una volta definito il GCR, il comportamento dell'impianto relativo ai problemi di ombreggiamento è sostanzialmente univoco, a meno di situazioni particolari come un numero molto basso di filari che aumenta il numero di moduli sulla prima stringa, la quale non è soggetta a ombreggiamento. La scelta di un GCR specifico fornisce una base teorica dalla quale partire; tuttavia, in un'applicazione pratica, sarà poi necessario definire la distribuzione concreta dei pannelli per ottimizzare ulteriormente l'efficacia dell'impianto fotovoltaico.

#### 4.3.2.1 Geometria 3D dell'impianto

Utilizzando le funzioni grafiche di MATLAB, l'array viene rappresentato in un ambiente tridimensionale. Il baricentro geometrico dell'impianto coincide con il punto di riferimento geografico (longitudine e latitudine) scelto nella fase iniziale delle simulazioni.

Ciascuna stringa dell'array è caratterizzata da quattro vertici esprimibili inizialmente come coordinate cartesiane sullo spazio tridimensionale [13]. Ciascun filare è quindi rappresentabile in prima battuta mediante i seguenti vertici:

$$c_1 = (0,0,0)$$

$$c_2 = (0, B, 0)$$

$$c_3 = (L_{row}, B, 0)$$

$$c_4 = (L_{row}, 0, 0)$$

Definiti questi riferimenti la funzione fill3 di Matlab consente di costruire fisicamente la stringa iniziale. Il processo di posizionamento finale di ciascun vertice del modulo fotovoltaico è ottenuto attraverso una serie di trasformazioni geometriche che comprendono due rotazioni e uno spostamento traslazionale. Le rotazioni simulano rispettivamente il tilt e l'azimut dell'array, mentre la traslazione dipende dal passo R e dal numero di stringa considerata  $N_{row}(i)$ :

$$c_{finale} = R_{tilt,y}(\beta) * R_{azimut,z}(\gamma) * \begin{pmatrix} c_x \\ c_y \\ c_z \end{pmatrix} + T(R, N_{row})$$

(4.7)

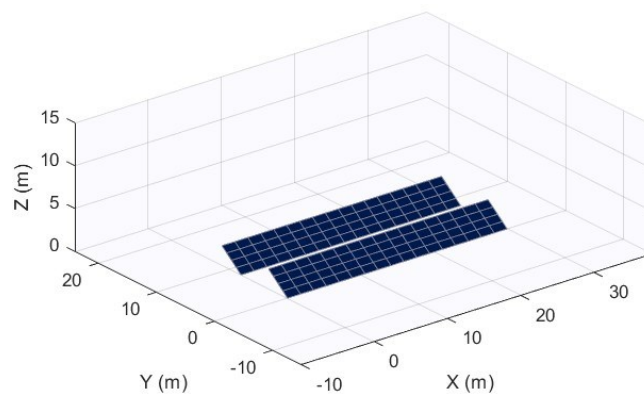
La matrice di rotazione  $R_{tilt,y}(\beta)$  rappresenta una rotazione lungo l'asse y ed è così costituita:

$$R_{tilt,y}(\beta) = \begin{pmatrix} \cos \beta & 0 & \sin \beta \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \beta & 0 & \cos \beta \end{pmatrix}$$

Mentre  $R_{azimut,z}(\gamma)$  è funzione dell'angolo di azimut e genera una rotazione lungo l'asse z:

$$R_{azimut,z}(\beta) = \begin{pmatrix} \cos \gamma & -\sin \gamma & 0 \\ \sin \gamma & \cos \gamma & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Lo sviluppo di questo modello tridimensionale consente di realizzare e perfezionare l'algoritmo di Self-Shading grazie ai progressivi riscontri grafici. Una volta completato, il modello 3D viene integrato con il resto dell'ambiente di simulazione, diventando quindi una componente dinamica del sistema di simulazione tridimensionale.



*Figura 9. Rappresentazione tridimensionale di due generici filari*

#### **4.4 Analisi quantitativa della frazione di ombreggiamento interfilare e calcolo del coefficiente di ombreggiamento diretto**

L'ombreggiamento interfilare nei campi fotovoltaici avviene quando le ombre proiettate da una fila di pannelli solari si estendono fino a coprire parzialmente o completamente una fila vicina, riducendo così l'irraggiamento diretto che questi ultimi ricevono. Questo fenomeno è particolarmente pronunciato durante le ore mattutine e serali, quando gli angoli di incidenza dei raggi solari sono minimi a causa della posizione più bassa del sole sull'orizzonte. Durante i mesi invernali, il fenomeno diventa ancora più evidente a causa della ridotta altezza solare, che provoca un allungamento delle ombre e conseguentemente della frazione ombreggiata.

L'impatto più evidente si osserva durante il solstizio d'inverno, caratterizzato dalla traiettoria solare minima e dagli ombreggiamenti più estesi. Al contrario, il solstizio d'estate presenta le condizioni meno critiche per l'ombreggiamento, in quanto l'elevazione solare raggiunge il suo apice annuale, minimizzando la lunghezza delle ombre proiettate e mitigando questo fenomeno. Il fattore di ombreggiamento diretto quantifica questo fenomeno ed è definito come la frazione di superficie attiva in condizioni di ombreggiamento rispetto all'intera area sensibile del campo fotovoltaico:

$$f_{dir} = \frac{A_{attiva}}{A_{totale}}$$

(4.8)

La frazione ombreggiata dipende dalla posizione del sole nell'istante di calcolo e dalla configurazione dell'array in termini di tilt, azimuth e passo tra i filari. Un aumento del GCR, quindi della densità di superficie attiva installata, porterà ad un peggioramento delle performance causato da un maggiore ombreggiamento; analogamente adottare un GCR basso consente di ridurre l'esposizione ai mutui ombreggiamento ma aumenta il suolo necessario all'installazione e il relativo impatto sul CAPEX.

Se considerassimo l'ipotesi di perfetta linearità tra le perdite e la superficie ombreggiata, la potenza di un generico impianto in condizioni di ombreggiamento sarebbe data da:

$$P_{reale} = P_{ideale} * f_{dir}$$

(4.9)

Tuttavia, questa relazione risulta troppo semplificativa e non riflette la complessità del comportamento effettivo. Ciascun modulo è costituito da celle collegate in serie e ciascuna stringa da moduli in serie; perciò, l'ombreggiamento di una sola cella può ridurre significativamente la corrente in uscita dell'intero stringa. In linea generale l'ombreggiamento parziale può causare una riduzione sproporzionata della potenza rispetto alla superficie ombreggiata. Il fenomeno descritto si chiama effetto hotspot o effetto punto caldo e può ridurre significativamente l'efficienza e la durata dei moduli fotovoltaici perché, oltre a ridurre l'efficienza del sistema genera dei punti di surriscaldamento nella superficie del modulo.

Un altro fattore rilevante riguarda la natura della radiazione assorbita dall'array. Le perdite legate alla superficie sono da ricondursi alla sola radiazione diretta, la radiazione diffusa invece è soggetta a perdite legate alla porzione di array "mascherata" dall'impianto stesso.

#### *4.4.1 Procedura di calcolo del fattore di ombreggiamento per la radiazione diretta*

Il modello di calcolo della frazione ombreggiata è stato sviluppato in MATLAB, basandosi sulle relazioni trigonometriche descritte in letteratura scientifica [14] e assumendo che il terreno sia perfettamente pianeggiante. Gli ombreggiamenti sistematici dipendono dalla posizione reciproca tra sole e array fotovoltaico; le variabili necessarie sono già state descritte in precedenza e includono la posizione solare, espressa come azimuth ed elevazione solare, e dai parametri di progettazione dell'impianto fotovoltaico, quali tilt, azimuth e GCR.

Qui di seguito viene presentata una descrizione matematicamente della procedura utilizzata per il calcolo delle proiezioni ombreggianti su un piano orizzontale generico, considerando i parametri specifici dall'array.



I punti di riferimento per il calcolo degli ombreggiamenti sono i vertici superiori di una generica stringa e la loro proiezione sul piano orizzontale rappresenta i limiti superiori dell'ombra totale. Utilizzando la posizione istantanea del sole nel cielo, specificata dagli angoli di elevazione e azimut determinati dall'algoritmo SPA, si determina come i due vertici superiori proiettano le ombre sul terreno un punto definito  $P^h$  di coordinate cartesiane  $(P_x^h; P_y^h)$ .

Definito il triangolo di vertici  $O', p^h, E$  è possibile ottenere la lunghezza del segmento  $\overline{Ap^h}$  come:

$$\overline{Ap^h} = H * \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \quad (4.10)$$

La coordinata  $P_x^h$  della proiezione è determinata dalla proiezione sull'asse x di  $\overline{Ap^h}$ :

$$P_x^h = H * \frac{\sin \beta * \sin \gamma_s}{\tan \alpha} \quad (4.11)$$

La coordinata  $P_y^h$  della proiezione è invece ottenibile sommando le proiezioni di  $\overline{OO'}$  e  $\overline{Ap^h}$  lungo l'asse y:

$$P_y^h = H * \frac{\sin \beta * \cos \gamma_s}{\tan \alpha} + H \cos \beta \quad (4.12)$$

Dove  $\beta$  è l'angolo di tilt,  $\gamma_s$  è l'azimut solare,  $\alpha$  l'elevazione solare e H la larghezza della stringa di moduli.

La proiezione di tali punti sul piano orizzontale viene tuttavia deviata dalla presenza del filare successivo, salvo quando il GCR dell'impianto consente di avere un passo sufficientemente elevato da evitare i mutui ombreggiamenti. Considerando l'inclinazione del pannello, la componente verticale e orizzontale dell'ombra viene dunque adeguata a riflettere l'effettivo impatto sul pannello inclinato.

L'ombra proiettata sul filare adiacente (Figura10), presenta una area  $A_s$ , definita dal prodotto di altezza  $H_s$  e una ampiezza  $L_s$ . Queste grandezze possono essere ottenute analiticamente dalle equazioni di [15], in seguito riportate:

$$H_s = H \left[ 1 - \frac{R}{P_y} \right] = H \left( 1 - \frac{D + H \cos \beta}{H * \frac{\sin \beta * \cos \gamma_s}{\tan \alpha} + H \cos \beta} \right)$$

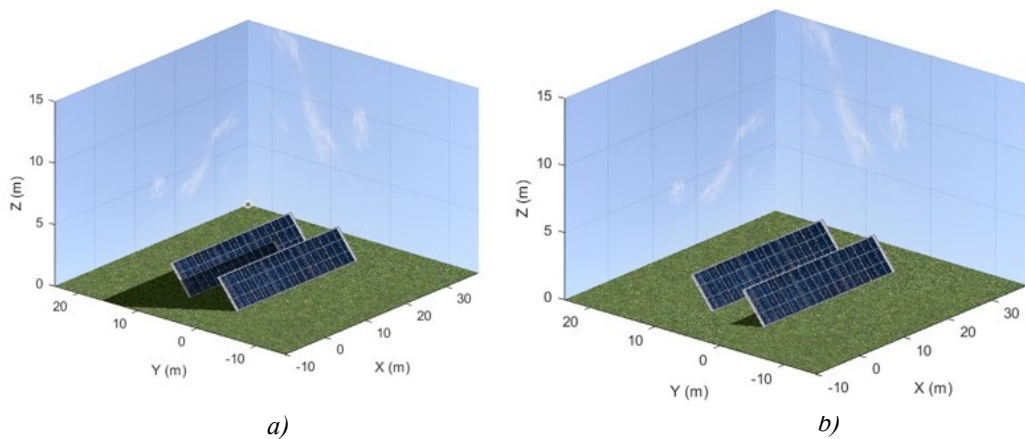
(4.13)

$$L_s = L - R \frac{P_x}{P_y} = L - (D + H \cos \beta) \frac{\sin \beta \sin \gamma_s / \tan \alpha}{\cos \beta + \sin \beta \cos \gamma_s / \tan \alpha}$$

(4.14)

Un codice MATLAB è stato implementato per eseguire questi calcoli di ombreggiamento con una risoluzione temporale di cinque minuti, attraverso un loop che scorre tutti i dati temporali solari ottenuti dall'algoritmo SAM, vengono calcolati  $P_x$ ,  $P_y$ ,  $H_s$ , e  $L_s$ .

In figura 10 viene raffigurato i risultati ottenuti dai passaggi precedentemente esposti per il solstizio d'inverno e d'estate alla medesima ora.



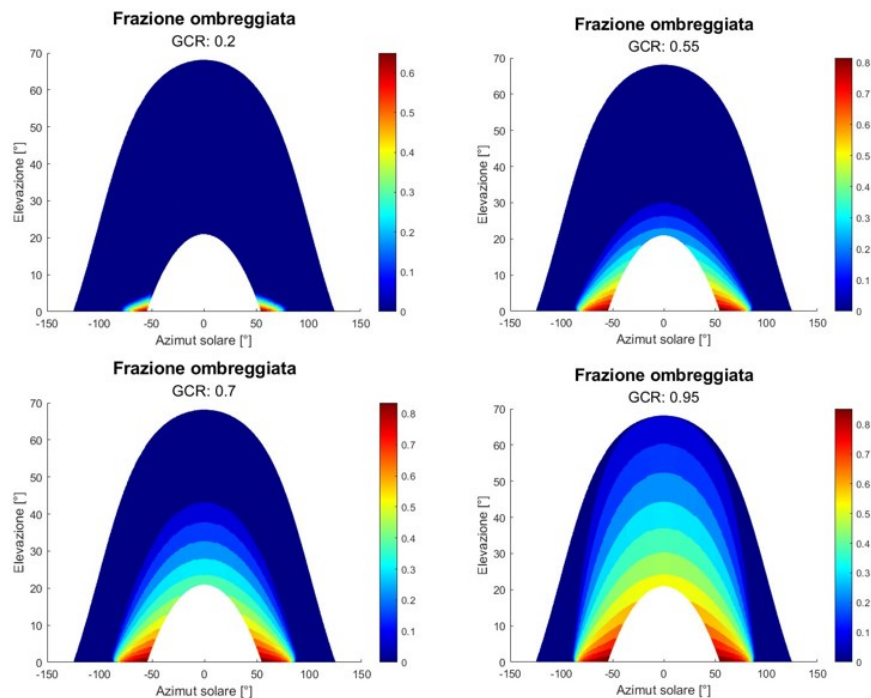
**Figura 10.** Simulazione ombreggiamenti: a) solstizio d'inverno (22/12) ore 9:00 b) solstizio d'estate (21/6/2023) ore 9:00

#### 4.4.2 Impatto del Ground Coverage Ratio sulla frazione ombreggiata

La frazione ombreggiata di un impianto fotovoltaico è direttamente influenzata dal Ground Coverage Ratio (GCR) dell'impianto. Come già detto il GCR che rappresenta il rapporto tra l'area coperta dai pannelli fotovoltaici e l'area totale disponibile del sito, a parità di tilt esso è un parametro chiave per determinare la densità di installazione dei pannelli e, conseguentemente, l'impatto degli ombreggiamenti reciproci.

Il legame tra frazione ombreggiata e GCR è rappresentata in figura 11. Il grafico mostra quattro diversi diagrammi che rappresentano la frazione ombreggiata in funzione dell'azimut solare e

dell'elevazione per diversi valori di Ground Coverage Ratio (GCR). Ogni plot riporta una scala di colori differente che indica l'intensità della frazione ombreggiata. Con un GCR elevato, i moduli fotovoltaici sono installati più vicini tra loro, aumentando la probabilità che l'ombra proiettata da una stringa di moduli oscuri il filare successivo, specialmente nelle ore di bassa elevazione solare (mattina e sera). Questa condizione è verificata per il GCR di 0.95, dove un'ampia gamma dell'area del grafico con intensità che raggiungono il rosso scuro. Questo è atteso in un sistema con un GCR molto alto, dove l'ombreggiamento reciproco è significativo a causa della vicinanza tra i pannelli. Contrariamente per un GCR basso, per esempio 0.2, il distanziamento tra i pannelli è maggiore, riducendo la possibilità di ombreggiamento reciproco. Un fenomeno interessante è quello che avviene ad inferiori a  $-100$  o superiori a  $+100$  dove, nonostante la bassa elevazione, l'area ombreggiata risulta nulla. Quando il sole si trova ad un azimut elevato, ovvero posizionato lateralmente rispetto alla normale superficie dei pannelli fotovoltaici, l'angolo di incidenza rispetto ai pannelli aumenta. Questo significa che i raggi solari colpiscono i pannelli in modo più tangenziale, riducendo la probabilità che un pannello ombreggi un altro, soprattutto se l'angolo di tilt (l'inclinazione dei pannelli rispetto all'orizzontale) è basso. In altri termini, nonostante la lunghezza dell'ombra proiettata sia grande, la direzione dell'ombra tende a spostarsi lontano dalla fila successiva di pannelli.



**Figura 11.** Frazione ombreggiata al variare del GCR

#### 4.4.3 Tabella dei fattori di ombreggiamento

Una volta ottenuta il valore della frazione ombreggiata è possibile valutare il “fattore di ombreggiamento diretto lineare”, definito come il rapporto tra la superficie attiva non ombreggiata e la superficie attiva totale:

$$f_{dir,lin} = \frac{A_{attiva}}{A_{totale}} = 1 - \frac{A_{ombr.}}{A_{totale}}$$

(4.15)

Per velocizzare le procedure di calcolo delle perdite i principali software commerciali impiegano la tabella dei fattori di ombreggiamento. La tabella dei fattori di ombreggiamento è strutturata come una matrice, che rappresenta visivamente come cambiano i fattori di ombreggiamento al variare della posizione solare. Le colonne rappresentano i diversi angoli di azimut solare, selezionati in maniera discreta e compresi tra  $-180^\circ$  e  $+180^\circ$ . Le righe indicano invece l'elevazione solare, variando anch'esse i valori in maniera discreta da  $0^\circ$  a  $90^\circ$  con risoluzione di  $10^\circ$ .

Questa tabella è utilizzata per determinare rapidamente quanto ombreggiamento subirà un impianto fotovoltaico in qualsiasi momento del giorno e in qualsiasi periodo dell'anno, semplicemente guardando l'intersezione appropriata tra l'azimut e l'elevazione solare nella tabella. Tale disposizione consente quindi di calcolare preliminarmente i fattori di ombreggiamento, rendendo successivamente immediato il loro recupero e riducendo il costo computazionale dell'algoritmo. Un esempio di tabella dei fattori di ombreggiamento è stata ottenuta mediante codice MATLAB per un impianto con GCR pari a 0.65. Per rendere questi risultati maggiormente leggibili è consuetudine utilizzare valori discreti di azimut ed elevazione, al fine di rendere la rappresentazione più compatta.

	-140	-120	-100	-80	-60	-40	-20	0	20	40	60	80	100	120
80	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
70	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
60	NaN	NaN	NaN	NaN	1	1	1	1	1	1	NaN	NaN	NaN	NaN
50	NaN	NaN	NaN	1	1	1	1	1	1	1	1	NaN	NaN	NaN
40	NaN	NaN	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	NaN	NaN
30	NaN	NaN	1	1	1	0.9936	0.9707	0.9706	0.9935	1	1	1	NaN	NaN
20	NaN	1	1	1	0.9644	0.8507	0.7756	0.7758	0.8503	0.9643	1	1	1	NaN
10	NaN	1	1	0.9550	0.7320	0.6741	0.7036	0.7036	0.6740	0.7324	0.9546	1	1	NaN
0	1	1	0.9702	0.5929	0.4354	NaN	NaN	NaN	NaN	0.4355	0.5916	0.9702	1	1

Figura 12. Tabella dei fattori di ombreggiamento (x elevazione solare; y azimut solare)

Il GCR influenza in maniera rilevante la risposta dell'array agli ombreggiamenti, pertanto la

tabella avrà delle modifiche sostanziali. I valori NaN indicano specifiche combinazioni di azimut ed elevazione per le quali non sono disponibili dati. Questo si verifica perché il sole non raggiunge mai quella posizione specifica in cielo in base alla geografia e all'orientamento dell'impianto. I valori di 1.0 indicano posizioni solari dove non vi è ombreggiamento, suggerendo una piena esposizione al sole senza mutue interferenze, mentre dove i valori si discostano da 1.0 e diventano progressivamente più bassi, viene indicato un aumento dell'ombreggiamento.

#### *4.4.4 Fattore di ombreggiamento con i diodi di by-pass e stima delle perdite elettriche*

Quando una cella in un modulo fotovoltaico è ombreggiata, la sua capacità di generare corrente viene ridotta rispetto a quelle esposte completamente alla luce solare. Poiché le celle in un modulo e i moduli in una stringa sono collegati in serie, la corrente elettrica deve fluire attraverso ogni cella per completare il circuito. Pertanto, la cella ombreggiata diventa un “collo di bottiglia” e la corrente che può fluire attraverso l'intera stringa è limitata dalla cella che genera la minore quantità di corrente,

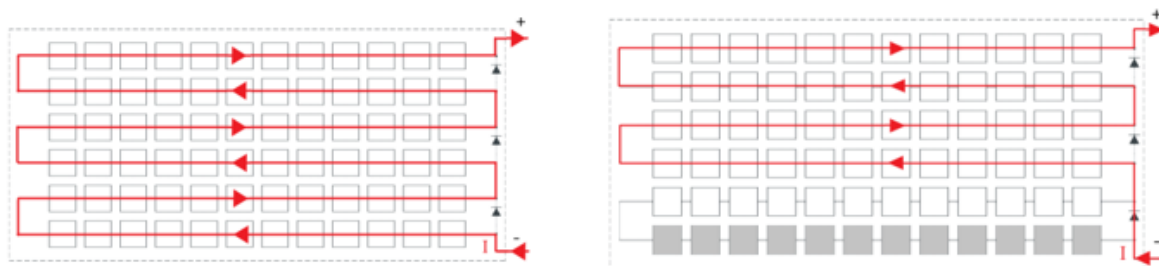
causando la riduzione significativa dell'energia prodotta dalla stringa intera. Per questo motivo assumere le perdite per ombreggiamento lineari con la frazione ombreggiata sarebbe una approssimazione eccessiva perché nella realtà le perdite sono notevolmente più consistenti.

Per mitigare questi problemi, i moduli fotovoltaici sono spesso equipaggiati con diodi di bypass che permettono alla corrente di aggirare le celle ombreggiate, riducendo l'impatto negativo sull'intera stringa e prevenendo il rischio di danni per effetti di hot-spot dovuti alle tensioni inverse. Questi diodi si attivano automaticamente quando la differenza di tensione attraverso la cella diventa significativa, garantendo così la continuità dell'operatività e l'efficienza del sistema fotovoltaico.

Generalmente, per ovvi motivi economici, i diodi vengono installati in parallelo e intervengono su gruppi di 20 o 24 celle, consentendo una riduzione della potenza erogata prossima a quella della sola porzione ombreggiata

In figura 13 è stato schematizzato il funzionamento dei diodi di by-pass per un modulo in posizione landscape, ipotizzando la presenza di tre diodi di bypass la superficie del modulo può essere suddivisa in tre sezioni, ciascuna con due file di celle. Quando nessuna cella è ombreggiata (figura 13.1) e il fattore di ombreggiamento è nullo, nessun diodo di bypass interviene e il modulo può funzionare in piena potenza. Se  $f_{dir}$  presenta  $H_s$  minore di  $1/3H$  (figura 13 .2), indipendentemente dalla frazione ombreggiata, il modulo vedrà l'intervento del primo diodo di bypass, escludendo  $1/3$  della superficie utile. Analogo comportamento si avrà se l'ombreggiamento presenta un  $H_s$  collocato nella seconda e terza sezione, portando ad un

calo di rispettivamente 2/3 e completo della superficie utile. Questo comportamento risulta indipendente dalla larghezza  $L_s$  del modulo



**Figura 13.** Effetto dei diodi di by-pass sulla superficie attiva

Se il modulo presenta invece un orientamento portrait (ritratto) i diodi di bypass si trovano alla base del modulo, di conseguenza se l'ampiezza dell'ombra è maggiore di  $W$  (larghezza modulo) per un generico  $H_s > 0$  si avrà il completo oscuramento del modulo.

Un esempio di risultati orari del codice MATLAB per un generico giorno invernale sono riassunti in figura 17, dove si può notare come il comportamento reale comporta un calo significativa rispetto alla condizione di assenza di ombreggiamento o linearità tra calo di potenza e frazione ombreggiata.

Introducendo i diodi di by-pass nelle simulazioni, il fattore di ombreggiamento assumerà dei valori discreti in relazione alle condizioni di ombreggiamento, nell'ipotesi di avere tre diodi di by-pass il valore assunto è:

$$f_{dir,corr} = \begin{cases} 1 & \text{se } H_s = 0 \\ 0.67 & \text{se } 0 < H_s \leq \frac{1}{3}H \\ 0.33 & \text{se } \frac{1}{3}H < H_s \leq \frac{2}{3}H \\ 0 & \text{se } H_s > \frac{2}{3}H \end{cases}$$

#### 4.5 L'effetto di mascheramento e il "Fattore di ombreggiamento diffuso"

La radiazione diffusa, benché generalmente inferiore alla radiazione diretta nel corso dell'anno, acquisisce un'importanza significativa in particolari condizioni giornaliere e in specifiche località geografiche. Questa componente di radiazione, infatti, può contribuire notevolmente alla produzione energetica totale di un impianto fotovoltaico, specialmente in situazioni di cielo nuvoloso o in regioni caratterizzate da alta nebulosità.

Le perdite sulla radiazione diffusa in un impianto fotovoltaico sono significativamente influenzate dall'effetto di mascheramento, che limita la visione emisferica dei pannelli solari

nelle file successive alla prima. A causa di questo effetto, le file successive alla prima non beneficiano di una completa esposizione alla volta celeste, causando una minore captazione della radiazione diffusa.

Riducendo il GCR o riducendo l'angolo di tilt è possibile mitigare significativamente tale effetto, consentendo così una maggiore esposizione alla radiazione diffusa per le file posteriori. Tuttavia, questo implica anche un uso maggiore di spazio necessario e inevitabili effetti sulla captazione delle componenti di radiazione.

Analogamente a quanto visto per la radiazione diretta, le perdite sulla radiazione diffusa dipendono dal fattore di ombreggiamento diffuso, definito come il rapporto tra la radiazione diffusa assorbita dai moduli in condizioni di ombreggiamento e quella che avrebbe assorbito in assenza di ostacoli:

$$f_{diff} = \frac{I_{diffusa,ombr.}}{I_{diffusa,ideale}}$$

(4.16)

A differenza della radiazione diretta, dove il fascio di radiazione presentava un'unica direzione, la radiazione diffusa è distribuita lungo tutta la volta celeste; se non considerassimo l'effetto di mascheramento, potremmo considerare la volta celeste vista da un generico punto geografico può essere vista come una semisfera di raggio uno e area  $6.28 \text{ m}^2$ . In condizioni ideali, ovvero in assenza di mutuo mascheramento, la superficie interessata dalla radiazione diffusa ideale è definita  $A_H$  e dipende unicamente dall'angolo di tilt dell'array. La radiazione che effettivamente raggiunge la superficie attiva in condizioni di mutuo mascheramento è definita da una porzione inferiore, data dalla differenza tra la superficie  $A_H$  e la superficie emisferica ostacolata  $A_S$ .

Il fattore di ombreggiamento può essere quindi espresso in termini di rapporto aree se si assume che la radiazione sia distribuita equamente nell'emisfero celeste:

$$f_{diff} = \frac{A_H - A_S}{A_H}$$

(4.17)

Questa situazione è facilmente visibile nella figura 14 estratta dall'articolo [13], in cui l'approccio utilizzato risulta simile a quello adottato in questa ricerca.

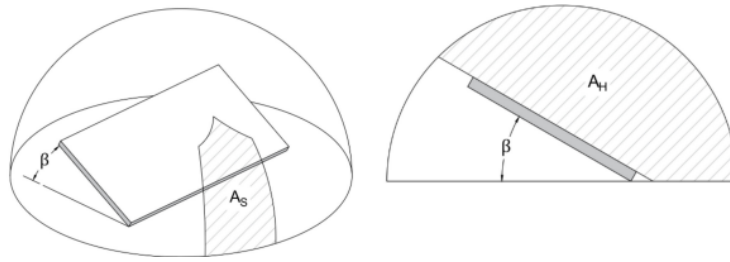


Figura 14. Fattore di ombreggiamento diffuso ed emisfero celeste

#### 4.5.1 Procedura di calcolo del fattore di ombreggiamento per la radiazione diffusa

Prima di procedere con la descrizione della procedura matematica adottata per il calcolo del fattore di ombreggiamento diffuso è indispensabile fare chiarezza sui concetti di radianza e irraggiamento, due grandezze fondamentali nella fisica della radiazione che spesso sono utilizzate in modo intercambiabile, ma presentano significative differenze concettuali e applicative. La radianza, espressa in watt per metro quadrato per steradiante ( $\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{sr}$ ), è una misura direzionale che quantifica l'intensità della radiazione che una superficie emette, riflette, trasmette o riceve per unità di angolo solido. Tale grandezza fornisce una descrizione dettagliata della distribuzione angolare della radiazione. L'irraggiamento, misurato in watt per metro quadrato ( $\text{W}/\text{m}^2$ ), rappresenta la potenza totale della radiazione incidente su una superficie per unità di area, indipendentemente dalla direzione da cui la radiazione proviene. Questa grandezza aggrega l'effetto cumulativo di tutte le radianze incidenti da diverse direzioni. Analiticamente l'irraggiamento è ottenibile integrando la radianza sull'angolo solido in esame  $\Omega$ :

$$I = \int_{\Omega_i}^{\Omega_f} R(\theta, \varphi) \cos \theta \, d\Omega$$

(4.18)

L'algoritmo di calcolo del fattore di ombreggiamento è stato costruito tenendo conto delle equazioni di [13] e [16]. Come visto nell'equazione 4.18, il calcolo del fattore di ombreggiamento necessita della stima dei parametri di irraggiamento nelle condizioni di ombreggiamento o ideali. Definito un emisfero immaginario che circonda l'array, l'irradianza di una generica area infinitesima è ottenibile dal prodotto della radianza ( $R_{\beta,\gamma}$ ) di un punto del cielo definito da elevazione e azimut solare e l'angolo solido infinitesimo [16]:



$$\partial I = R_{\beta,\gamma} \cos(AOI) * \partial\Omega \quad (4.19)$$

Dove  $R_{\beta,\gamma}$  è la radianza e rappresenta la quantità infinitesima di flusso della radiazione transitante su un angolo solido infinitesimo e AOI è l'angolo di incidenza tra la superficie fotovoltaica e la radiazione diffusa incidente.

Poiché  $\partial\Omega = \cos(\beta) \partial\beta \partial\gamma$ , allora l'irraggiamento in una condizione generica è ottenibile mediante l'integrale doppio:

$$I = \int_{\beta=0}^{\pi/2} \int_{\gamma=0}^{2\pi} R_{SunA,\gamma} \cos(AOI) \cos(\beta) \partial\beta \partial\gamma \quad (4.20)$$

Allora l'equazione 4.20 può diventare:

$$f_{diff} = \frac{I_{diffusa,ombr.}}{I_{diffusa,ideale}} = \frac{\int_{\alpha=0}^{\pi/2} \int_{\gamma=0}^{2\pi} f_{dir} * R_{\alpha,\gamma} \cos(AOI) * \cos(\alpha) \partial\alpha \partial\gamma}{\int_{\alpha=0}^{\pi/2} \int_{\gamma=0}^{2\pi} R_{\alpha,\gamma} \cos(AOI) \cos(\alpha) \partial\alpha \partial\gamma} \quad (4.21)$$

Dove AOI è l'angolo di incidenza tra la radiazione i-esima e la superficie di tilt  $\beta$  e azimut  $\gamma_s$ :

$$AOI = \cos^{-1}[\cos(90 - \alpha) \cos \beta + \sin(90 - \alpha) \sin \beta \cos(\gamma - \gamma_s)] \quad (4.22)$$

Questa procedura presuppone quindi che la radiazione diffusa provenga da un infinito numero di sorgenti equamente distribuite lungo l'emisfero celeste, ciascuna sorgente sarà caratterizzata da una coppia di valore di azimut ed elevazione e può essere trattata come una radiazione diretta. Il comportamento di ciascuna sorgente i-esima integrata lungo tutto l'emisfero consente di calcolare l'irraggiamento complessivo della radiazione diffusa in condizioni di ombreggiamento.

La procedura indicata, se pur formalmente corretta, presenta dei limiti computazionali legati alla necessità di integrare sull'intera superficie in analisi. Per rendere fattibile l'algoritmo si utilizza dunque una variante discreta, utilizzando variazione di azimut ed elevazione solare di 1°:

$$f_{diff} = \frac{\sum_{i=1}^{91} \sum_{j=1}^{360} (f_{dir,i,j} * \cos(AOI_{ij}) * \cos(\beta))}{\sum_{i=1}^{91} \sum_{j=1}^{360} (\cos(AOI_{ij}) * \cos(\beta))}$$

( 4. 23 )

Nella formula finale è stata assunta l'ipotesi che la radiazione diffusa sia isotropica, ovvero che la radianza  $R_{\beta,\gamma}$  sia equamente distribuita lungo tutta la volta celeste.

#### 4.6 Il fattore di ombreggiamento globale e la convalida dei risultati

Le perdite totali dovute all'ombreggiamento interfilare sono influenzate contemporaneamente dal fattore di ombreggiamento diffuso e diretto. La quantificazione specifica di queste perdite è strettamente correlata alla proporzione di radiazione diretta e diffusa esistente nell'istante di calcolo. Durante le giornate particolarmente nuvolose, la componente di radiazione diretta risulta limitata e si riduce la frazione di perdite ad essa associate. Al contrario, la radiazione diffusa diventa il fattore predominante, influenzando maggiormente le prestazioni del sistema. Nei giorni con scarsa copertura nuvolosa, la radiazione diretta prevale, incrementando proporzionalmente le perdite legate a questa condizione.

Il fattore di ombreggiamento globale è quantificato dalla seguente relazione:

$$f_{glob} = \frac{I_{glob,ombr.}}{I_{glob,ideale}} = \frac{f_{dir}I_{dir} + f_{diff}I_{diff} + I_{rif}}{I_{dir} + I_{diff} + I_{rif}}$$

( 4. 24 )

Entrambi i fattori di ombreggiamento sono pesati con la frazione della radiazione di riferimento rispetto alla radiazione totale. In questo modo il contributo dell'effetto di mascheramento e della superficie attiva direttamente ombreggiata rappresentano in maniera realistica il proprio contributo. Le componenti della radiazione possono essere agevolmente acquisite attraverso le chiamate API precedentemente discusse, i valori ottenuti, analogamente al profilo di potenze, rappresentano i valori istantanei misurati dal satellite nell'ora di riferimento. L'aumento della granularità dei suddetti dati avviene mediante interpolazione PCHIP. Una volta ottenuto il fattore di ombreggiamento globale istantaneo, il valore dell'energia effettivamente generata è definibile in maniera lineare dal prodotto tra il fattore di ombreggiamento globale e l'energia generata in condizioni ideali:

$$E_{eff} = E_{tot} * f_{glob}$$

( 4. 25 )

Dove  $E_{tot}$  rappresenta l'energia che sarebbe stata prodotta in condizioni ideali di assenza di ombreggiamento. Questa metodologia permette di quantificare con precisione le perdite energetiche dovute all'ombreggiamento in vari contesti ambientali e per diverse configurazioni.

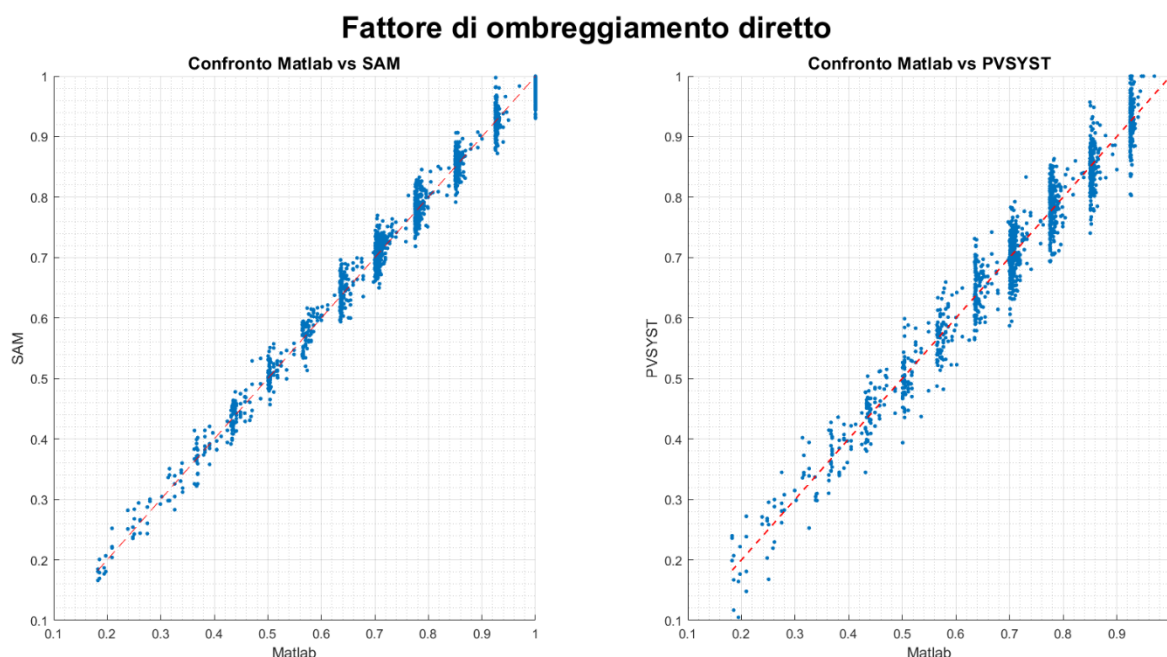
#### *4.6.1 Validazione dei fattori di ombreggiamento diretto e diffuso con software PVSYS e SAM*

I risultati ottenuti dalla metodologia proposta sono stati validati mediante l'ausilio di due software, SAM e Pvsyst. SAM è un software gratuito sviluppato dal NREL (National Renewable Energy Laboratory degli Stati Uniti) che permette di modellare sistemi di generazione di energia che possono variare dalla produzione fotovoltaica alla conversione dell'energia termica solare ed eolica.

Pvsyst è un altro software molto utilizzato nel settore fotovoltaico, progettato esclusivamente per l'analisi e la simulazione di sistemi PV. A differenza di SAM, Pvsyst è un software commerciale ma fornisce 1 mese di utilizzo gratuito, per questo motivo è utilizzato e pubblicizzato in molti lavori di tesi e ricerca; in letteratura è particolarmente rinomato per la sua capacità di analizzare le condizioni di ombreggiamento con elevata precisione. Il processo di validazione dei risultati ottenuti nei paragrafi precedenti consiste nel simulare il comportamento del medesimo impianto utilizzando i tre programmi, verranno confrontati i fattori di ombreggiamento della radiazione diretta e diffusa al variare del parametro GCR e dunque il passo.

I risultati confrontati sono stati ottenuti per il medesimo impianto collocato a Padova (latitudine 45.40 e longitudine 11.87). SAM presenta una interfaccia testuale, dove possono essere inseriti i dati similari a quelli di simulazione in MATLAB, mentre PVSYS richiede la simulazione tridimensionale dell'impianto, disegnando e correggendo l'impianto in funzione dei parametri ricercati. Un primo problema è che, mentre SAM fornisce risultati con una risoluzione fino a cinque minuti, PVSYS consente di ottenere unicamente lo storico orario dei fattori di ombreggiamento. Per ovviare questo problema, i valori interorari sono stati ottenuti dalla tabella dei fattori di ombreggiamento fornita da PVSYS in seguito a simulazioni e in seguito confrontati con i risultati ottenuti da MATLAB

In figura 15 viene rappresentato, mediante un grafico scatter, confronto tra Matlab e i software SAM e PVSYST per il fattore di ombreggiamento diretto. Da questo confronto emerge una relazione lineare con entrambi i programmi, in particolare con SAM dove la maggior parte dei punti si allinea strettamente lungo la linea di trend, suggerendo un'elevata correlazione tra i due set di dati.



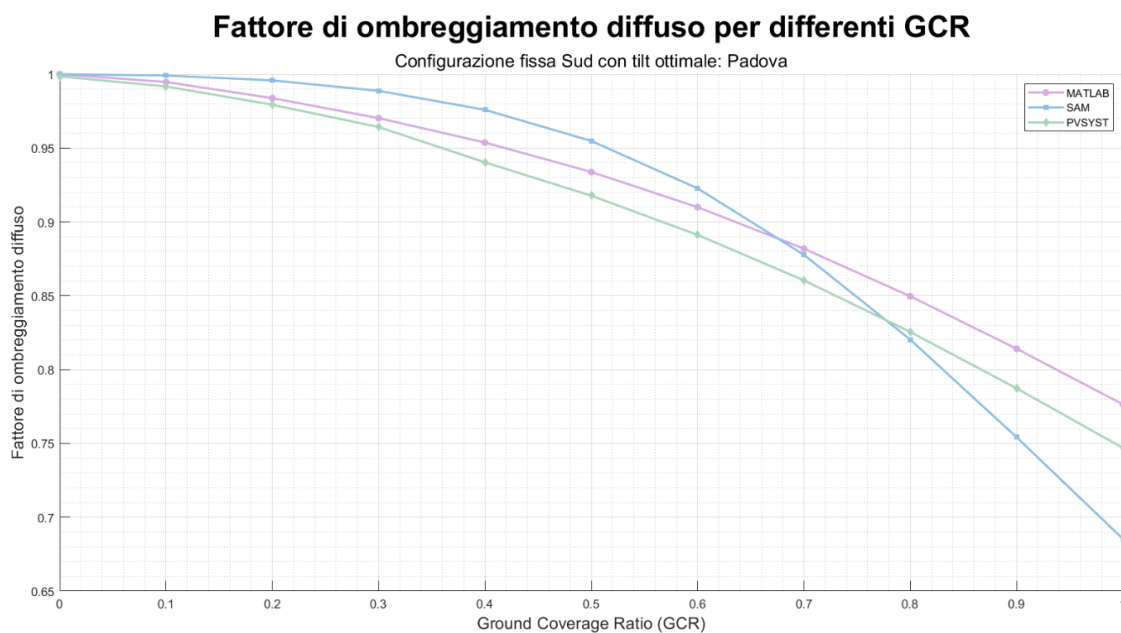
**Figura 15.** Convalida del calcolo del fattore di ombreggiamento diretto tra Matlab, PVSYST e SAM

Il riscontro può essere tradotto in risultato deterministico analizzando l'indice di determinazione e di correlazione di Pearson, che indicano entrambi una elevata correlazione tra i software confrontati.

Software	Correlazione di Pearson	P value	R_squared	RMSE
{'SAM' }	0.99059	0	0.97677	0.019881
{'PVSYST' }	0.9679	0	0.92094	0.0365

La seconda validazione viene effettuata sul fattore di ombreggiamento diffuso. A differenza del fattore di ombreggiamento diretto, il fattore di ombreggiamento diffuso è unico per ciascuna configurazione e dipende unicamente dal GCR dell'impianto. In figura 16 il grafico mostra il confronto del fattore di ombreggiamento diffuso per i tre diversi software di simulazione in funzione del Ground Coverage, che varia in maniera discreta tra 0 e 1 ad intervalli regolari di 0.1. Come previsto tutti e tre gli andamenti sono decrescenti, questo perché un maggiore

affollamento di pannelli (GCR elevato) aumenta la probabilità di ombreggiamento e riduce il fattore di ombreggiamento. SAM, a differenza del codice scritto in MATLAB, presenta una procedura di calcolo diversa che si basa sul calcolo dell'angolo di mascheramento secondo quanto riportato in [17]. Si tratta di una procedura più conservativa che mira a stimare il caso peggiore di mascheramento diffuso. PVsyst presenta invece valori relativamente simili al codice MATLAB, questo fa presupporre una certa somiglianza nell'approccio utilizzato; tuttavia, lo scostamento diventa più concreto per valori di GCR superiori a 0.7.



**Figura 16.** Convalida del calcolo del fattore di ombreggiamento diretto tra Matlab, PVSYST e SAM

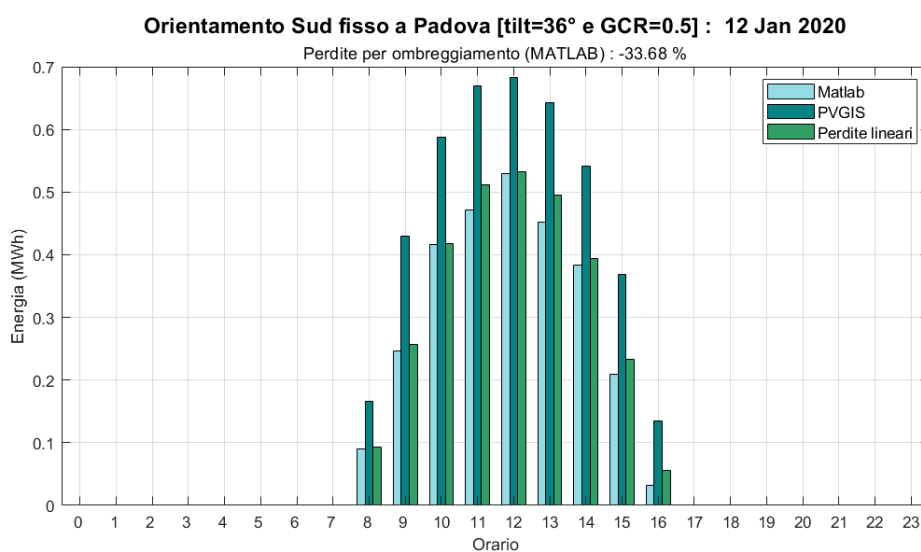
In conclusioni si sono verificate delle variazioni di output tra i diversi software confrontati, derivate da diverse procedure di calcolo e assunzioni. I risultati ottenuti si possono considerare promettenti e compatibili con quelli ottenuti da altri programmi di consolidata notorietà. Questa coerenza è un ottimo indicatore di affidabilità del programma creato e ne convalida l'utilizzo per le procedure implementate nei successivi capitoli.

#### 4.6.2 Valutazione dell'ombreggiamento in configurazioni Sud fisse: Confronto tra simulazioni MATLAB e PVGIS

Una volta garantita l'efficienza dei risultati ottenuti mediante la comparazione con altri programmi convalidati dalla comunità scientifica, lo strumento può essere utilizzato per fini di ottimizzazione. Un primo aspetto di generale interesse è quello di comparare i risultati delle simulazioni ideali attuate da PVGIS, in cui si teorizza l'assenza di ombreggiamenti, con gli output del programma di Self-Shading. Questo confronto permette di quantificare le deviazioni

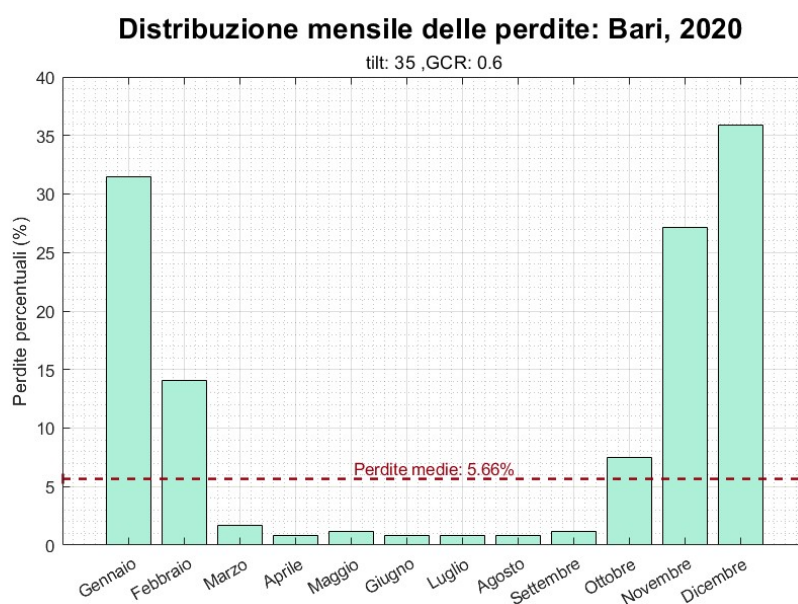
attribuibili agli effetti dell'ombreggiamento e comprendere se l'introduzione dei parametri spaziali possa avere un impatto rilevante ai fini dell'analisi.

Per il confronto è stato selezionato un giorno di gennaio, periodo in cui gli effetti del mutuo ombreggiamento sono più marcati e facilmente osservabili. L'impianto virtuale è stata configurata con un GCR di 0,5 e situata geograficamente a Padova, nel nord Italia. I profili energetici, corretti per le perdite dovute all'ombreggiamento, sono stati rappresentati in due modalità: il diagramma a barre verde illustra i profili ipotizzando una relazione lineare tra la superficie attiva in condizioni di ombreggiamento e l'energia prodotta, mentre il diagramma a barre azzurro simula gli effetti dell'intervento dei diodi di by-pass. Si osserva che i due profili non presentano differenze sostanziali, suggerendo che alcuni software possono legittimamente adottare questa ipotesi semplificativa. Il software SAM, in particolare nella sua versione open source, permette di scegliere tra una simulazione che assume una relazione lineare e una che considera il comportamento elettrico delle celle, influenzando così i tempi di simulazione. Per questa ricerca, al fine di ottenere una stima più realistica e prudente, è stata scelta l'opzione che incorpora le dinamiche dei diodi di bypass per una valutazione conservativa del profilo energetico. Il confronto più rilevante è tra i profili energetici corretti nel modello MATLAB e quelli derivanti dalle simulazioni idealizzate di PVGIS. Dall'analisi emergono evidenti sovrastime della produzione distribuita durante l'intera giornata, potenzialmente inducenti in errore. Le simulazioni, al netto delle perdite per ombreggiamento, indicano una diminuzione del 33,68% dell'energia prodotta, rispetto alla simulazione ideale. È importante sottolineare che tale risultato non rappresenta una media, ma è specifico per l'analisi condotta il 12 gennaio 2020, giorno caratterizzato da una bassa elevazione solare tipica del periodo prossimo al solstizio invernale.



**Figura 17.** Correzioni sui profili di energia per il 12/01/2020 a Padova

In ultima analisi, è opportuno considerare la stagionalità delle perdite, strettamente legata alla posizione solare. Come evidenziato nei diagrammi solari, i mesi invernali (da novembre a febbraio), nei quali l'elevazione solare è minima, mostrano le condizioni più critiche in termini di ombreggiamento. I risultati per l'impianto in questione mostrano le maggiori perdite nei mesi di dicembre e gennaio, con una riduzione del 37% e del 30% rispetto alle condizioni ideali simulate da PVGIS. Le perdite medie annue sono del 5.66%, rivelando un impatto significativo sull'economia dell'impianto. Questo dato è stato confrontato con le perdite registrate dai diagrammi di PVSYST, confermando nuovamente l'accuratezza dell'algoritmo utilizzato.



*Figura 18. Perdite mensili di un impianto Sud fisso(GCR 0.6) per Bari 2020*

#### **4.7 Analisi di ombreggiamento sistematico per le configurazioni Est-Ovest e calcolo del fattore di ombreggiamento globale**

In un impianto Est-Ovest, la dinamica dell'ombreggiamento cambia significativamente a causa dell'orientamento alternativo dei pannelli, che mira a ottimizzare la cattura della radiazione solare durante le ore del mattino e del pomeriggio. PVGIS non presenta l'opzione di calcolo diretto della configurazione est-ovest, per questo motivo ciascun profilo necessita di due chiamate API dove la potenza è dimezzata tra l'impianto Est e Ovest. Per rendere ridurre il costo computazionale delle simulazioni multiple si fa affidamento ai cicli "parfor", che sono parte dell'ambiente Parallel Computing Toolbox e permette l'esecuzione parallela di cicli for. Utilizzando parfor, è possibile simulare contemporaneamente entrambe le configurazioni, sfruttando al meglio le risorse hardware disponibili, soprattutto se si dispone di un sistema multicore o multiprocessore.

La configurazione Est-Ovest presenta attese di ombreggiamento molto diverse dalla configurazione Sud precedentemente trattata. Durante le prime e ultime ore del giorno, quando il sole è basso sull'orizzonte, i raggi solari colpiscono i filari dell'impianto quasi lateralmente. In questa disposizione, le ombre proiettate dai pannelli sono direzionate lungo la linea Nord-Sud, riducendo così l'ombreggiamento reciproco tra i pannelli adiacenti. Le perdite stimate sono quindi inferiori a quelle che si verificherebbero nelle configurazioni Sud, poiché in questo caso le ombre sono proiettate direttamente sui filari adiacenti. Un altro aspetto importante è che generalmente il tilt delle configurazioni Est-Ovest per essere economicamente efficiente è molto più contenuto, generalmente compreso tra  $10^\circ$  e  $15^\circ$ , e quindi meno soggetto a ombreggiamenti sistematici.

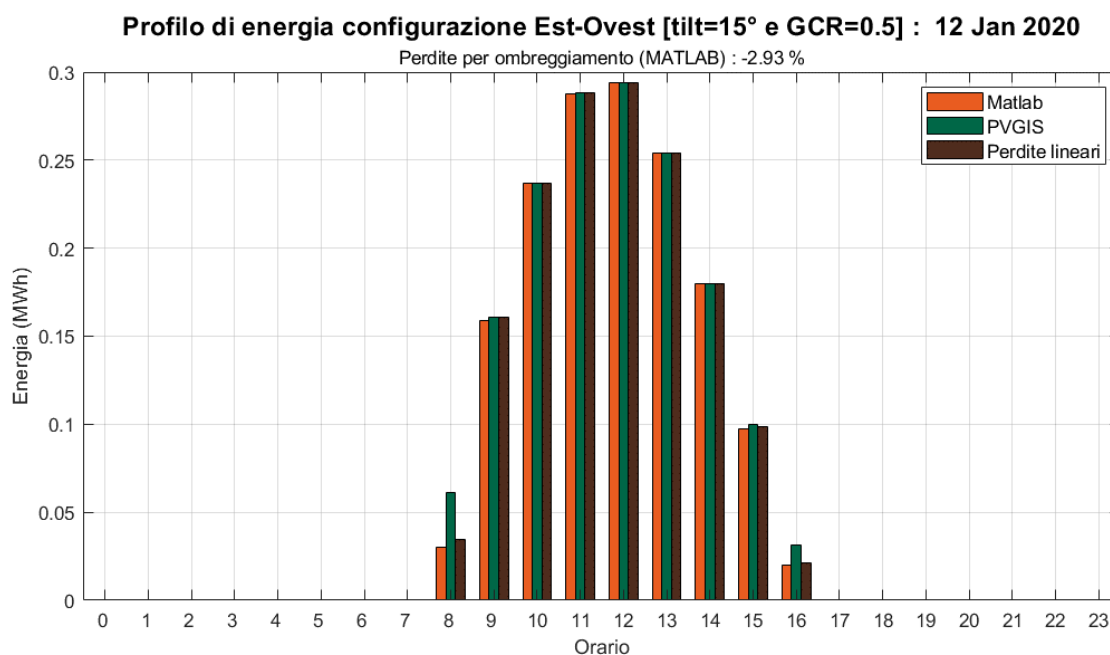
#### *4.7.1 Profili di energia corretti per gli impianti Est-Ovest*

Nelle configurazioni Est-Ovest l'inclinazione risulta un fattore importante che influenza l'efficienza del sistema. I risultati sono stati ottenuti in figura 19 analizzando un impianto di taglia  $1 \text{ MW}_p$  e tilt  $15^\circ$ ; a differenza delle configurazioni Sud, analizzata nelle medesime condizioni, è possibile notare una produzione energetica inferiore ma distribuita su un profilo più ampio. Generalmente all'aumentare dell'angolo di tilt il profilo delle energie prodotte tende a diventare bimodale, con due picchi durante le ore di inizio e fine giornata, minimizzando la generazione nelle ore prossime a mezzogiorno. Questa alternativa risulta tuttavia poco efficiente in termini di energia generata e spesso si predilige adottare inclinazioni attorno a  $10^\circ$ - $15^\circ$ , capaci di catturare radiazione solare diretta anche provenienti da angoli solari alti. Tale distribuzione del profilo di energia generata risulta maggiormente allineata con i picchi del consumo nazionale e garantisce una maggiore remunerazione dei singoli kWh prodotti per via delle tariffe on-peak maggiorate.

La disposizione dei pannelli negli impianti Est-Ovest, a parità di GCR, permette una maggiore densità di installazione e riduce drasticamente l'ombreggiamento reciproco tra filari; questo consente un aumento del numero totale di pannelli per unità di superficie. Il 12 gennaio 2020, nonostante la bassa elevazione solare, si è sono registrate perdite di ombreggiamento del 2.93%. La configurazione Sud, canonicamente utilizzate come soluzione ottimale per l'utility scale in passato, ha come obiettivo quello di massimizzare la cattura di radiazione solare, massimizzando l'irraggiamento diretto e conseguentemente l'energia assoluta generata. Nonostante fornisca il massimo rendimento, questa configurazione richiede maggiori distanze tra le file di pannelli per evitare ombreggiamento, riducendo la densità complessiva dell'impianto. Questo può tradursi in un aumento dei costi di acquisizione del terreno e di preparazione del sito. Inoltre, la generazione tende a concentrarsi nelle ore centrali della



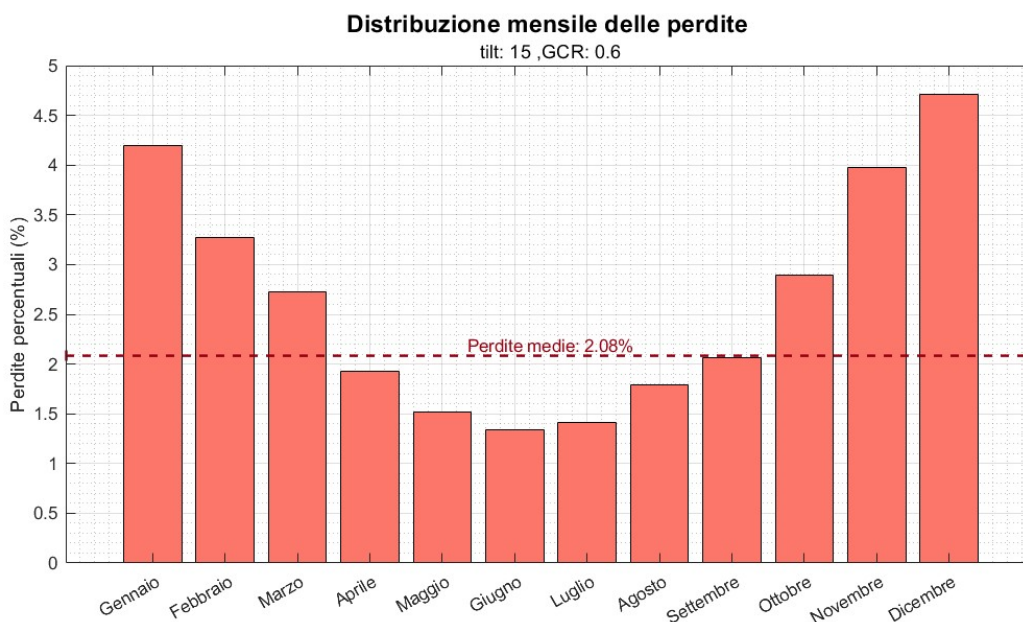
giornata (tra le 11:00 e le 12:00), dove la generazione fotovoltaica è significativa e può causare una riduzione dei prezzi dell'energia a causa dell'offerta elevata, fenomeno noto come "cannibalizzazione dei prezzi". La configurazione Est-Ovest, con la sua produzione più distribuita, può aiutare a mitigare questo fenomeno aumentando la generazione quando la disponibilità di altre fonti energetiche è ridotta e i prezzi tendono ad essere più alti.



*Figura 19. Correzione dei profili di energia per impianto Est-Ovest fisso*

Anche in questo caso le perdite dell'impianto virtuale trattato presenta una stagionalità ricorrente, che le accentua nei mesi invernali e ne mitiga il valore nei mesi estivi, compatibilmente con l'elevazione espressa dalle traiettorie solari. Confrontando i risultati delle perdite medie mensili in figura 20 con quelli ottenuti precedentemente nelle configurazioni Sud si nota come il valore medio sia assestato a 2.08% della produzione annuale, che in termini assoluti, se rapportata con l'energia generata dalla configurazione, implica perdite consistentemente inferiori rispetto alla configurazione Sud. Le perdite sono concentrate anche in questo caso nei mesi invernali, dove tuttavia si registra un calo di circa il 90%, confermando le ipotesi iniziali legate alla minore vulnerabilità di questa tipologia di orientamento alle perdite per ombreggiamento.

Per ovvi motivi la comparazione tra simulazione PVGIS e MATLAB mostra una minor discrepanza; questi risultati sono tuttavia precoci per trarre conclusioni, poiché le perdite si registrano prevalentemente nelle prime ore della giornata e, a causa degli elevati prezzi di vendita, l'impatto remunerativo potrebbe assumere entità rilevante.



**Figura 20.** Distribuzione mensile delle perdite per un impianto Est-Ovest

#### **4.8 Analisi degli ombreggiamenti in configurazioni con Tracking mono assiale: Applicazione dell'algoritmo di Backtracking**

Il metodo convenzionale utilizzato dalle simulazioni PVGIS per stimare il profilo di potenze istantanee assume una rotazione libera dei pannelli fotovoltaici; la rotazione libera presuppone l'ipotesi di GCR nullo, ovvero di passo infinito, tale per cui nessun ombreggiamento può verificarsi durante la giornata. In questa condizione puramente ideali la rotazione del tracker ha come unico obiettivo quello di rendere, per ogni istante, la superficie attiva normale alla radiazione diretta incidente, annullando in questo modo l'angolo di incidenza (AOI) e ottimizzando la radiazione captata dall'impianto.

Nelle installazioni a tracking reali c'è una discrepanza netta tra il rendimento teorico ottenuto da PVGIS e quello reale che tiene conto dei mutui ombreggiamenti tra i filari. Questo scostamento diventa molto rilevante negli impianti con alto GCR, dove una elevata densità di copertura porta a ridurre lo spazio tra i filari per massimizzare la capacità installata per unità di area.

Durante le ore mattutine e serali, quando il sole è basso sull'orizzonte, i sistemi a rotazione libera dovrebbero teoricamente inclinarsi a un angolo quasi verticale per rimanere perpendicolari ai raggi solari diretti. Tuttavia, un'elevata inclinazione dei pannelli durante

queste ore può generare significativi problemi di ombreggiamento interfilare, riducendo l'irraggiamento ricevuto dall'impianto e influenzando negativamente la generazione.

Per mitigare questo problema, i progettisti possono optare per diverse strategie; una delle più accreditate e maggiormente diffuse nel settore utility scale consiste nell'adozione della tecnica di backtracking. Il backtracking è una strategia impiegata nei sistemi di tracking solare mono-assiali per minimizzare l'ombreggiamento tra pannelli adiacenti, specialmente durante le prime e le ultime ore del giorno quando il sole è basso sull'orizzonte. Questo metodo permette ai pannelli di evitare di ombreggiarsi reciprocamente, ottimizzando l'angolo di inclinazione del tracker solare rispetto alla posizione diretta del sole.

L'obiettivo del backtracking è quello di massimizzare l'esposizione alla radiazione solare diretta su ogni pannello durante tutto il giorno, mantenendo l'angolo di incidenza il più vicino possibile all'ottimale ma evitando che i pannelli si ombreggino a vicenda nel corso di tutta la traiettoria solare giornaliera.

In questo paragrafo saranno presentati due codici MATLAB necessari per simulare e correggere i profili di generazione forniti da PVGIS, basati sulla libera rotazione dell'asse di tracking. La procedura di implementazione dell'algoritmo si articola in due fasi: durante la prima fase viene l'algoritmo calcola la sequenza di angoli assunti dalla configurazione con o senza backtracking, per individuare quali angoli presentino differenze tra le simulazioni PVGIS e quelle reali. Durante la seconda fase invece verranno invece utilizzate le chiamate API di PVGIS per ottenere e sostituire solo quei valori specifici. L'obiettivo di questa fase è rendere il processo computazionalmente utilizzabile, per questo motivo sarà necessario programmare delle chiamate strategiche affinché sia ridotto il loro numero e i tempi di simulazione.

#### *4.8.1 Sviluppo e valutazione di un algoritmo di Backtracking in MATLAB*

Come visto precedentemente, nella condizione di rotazione libera l'obiettivo del tracking diventa quello di massimizzare la produzione energetica mantenendo la superficie perpendicolare alla radiazione incidente. Utilizzando i riferimenti geografici del sito è possibile, mediante l'algoritmo di posizionamento solare, determinare le coordinate polari di azimut ( $\gamma_s$ ) ed elevazione solare ( $\psi_s$ ). Al fine di rendere più semplici le considerazioni trigonometriche, si possono utilizzare le equazioni \_\_\_ per convertire le coordinate polari in cartesiane:

$$\left\{ \begin{array}{l} x = \cos \gamma_s \sin \alpha_s \\ y = \cos \gamma_s \cos \alpha_s \\ z = \sin \gamma_s \end{array} \right.$$

( 4. 26 )

Definito lo storico delle posizioni solari, l'angolo di tilt ottimale assunto dalla configurazione a tracking dipende unicamente dall'altezza della radiazione  $z$  e dallo scostamento  $x$  rispetto al riferimento; possiamo quindi ottenere l'andamento  $i$ -esimo della rotazione ideale come:

$$\theta_{id}(i) = \tan^{-1} \left( \frac{x(i)}{z(i)} \right)$$

( 4. 27 )

L'andamento ideale, tuttavia, può essere considerato valido solo in prima approssimazione e potrebbe essere applicato solo nell'ipotesi in cui il filare fosse unico. Considerando invece i mutui ombreggiamenti, le perdite elettriche legate a questi sarebbero così elevate da rendere l'impianto non economicamente sostenibile. Una pratica diffusa dai progettisti è quindi di utilizzare la tecnica del Backtracking per eliminare completamente l'impatto delle ombre nel corso della giornata.

Il flow chart di figura 21 mostra un riassunto della procedura implementata. Gli input necessari alla procedura sono i medesimi utilizzati per la simulazione in PVGIS con l'aggiunta del GCR, che ne definisce la disposizione geometrica e spaziale. I valori di latitudine e longitudine del sito vengono utilizzati dall'algoritmo SPA per stabilire la posizione solare con risoluzione di dieci minuti, questi valori sono successivamente utilizzati per simulare la rotazione libera, ovvero la serie storica di angoli  $\theta_{id}$  per cui gli angoli di incidenza AOI sono prossimi a zero. La successione di rotazioni ideali rappresenta il comportamento simulato da PVGIS, che anche in questo caso assume un GCR nullo e assenza completa di ombreggiamenti tra i filari. Conosciuto l'orientamento istantaneo della configurazione di tracking è possibile stabilire, usando algoritmi analoghi a quelli visti nelle configurazioni fisse, determinare l'entità di mutuo ombreggiamento tra i filari. In assenza di ombreggiamenti la rotazione libera coinciderà con la rotazione a Backtracking e i valori simulati da PVGIS saranno conservati, negli istanti in cui si verifica un ombreggiamento e l'area  $A_s \neq 0$ , allora è necessario introdurre un angolo correttivo  $\theta_{corr}$ .

L'algoritmo di Backtracking ha come obiettivo primario quello di individuare un angolo ( $\theta_{BTrack}$ ) tale da annullare gli ombreggiamenti e contemporaneamente massimizzare la resa di

captazione solare. Queste due condizioni sono simultaneamente verificate trovando l'angolo di rotazione più vicino possibile a  $\theta_{id}$  per cui gli ombreggiamenti sono nulli in tutti i filari, ovvero determinando l'angolo correttivo  $\theta_{corr}$  tale da verificare il sistema:

$$\begin{cases} \theta_{corr} = \theta_{id} - \theta_{BTrack} \\ \theta_{corr} = \min (\theta_{id}(i) - \theta_{BTrack}(i)) \\ H_s * L_s = 0 \end{cases}$$

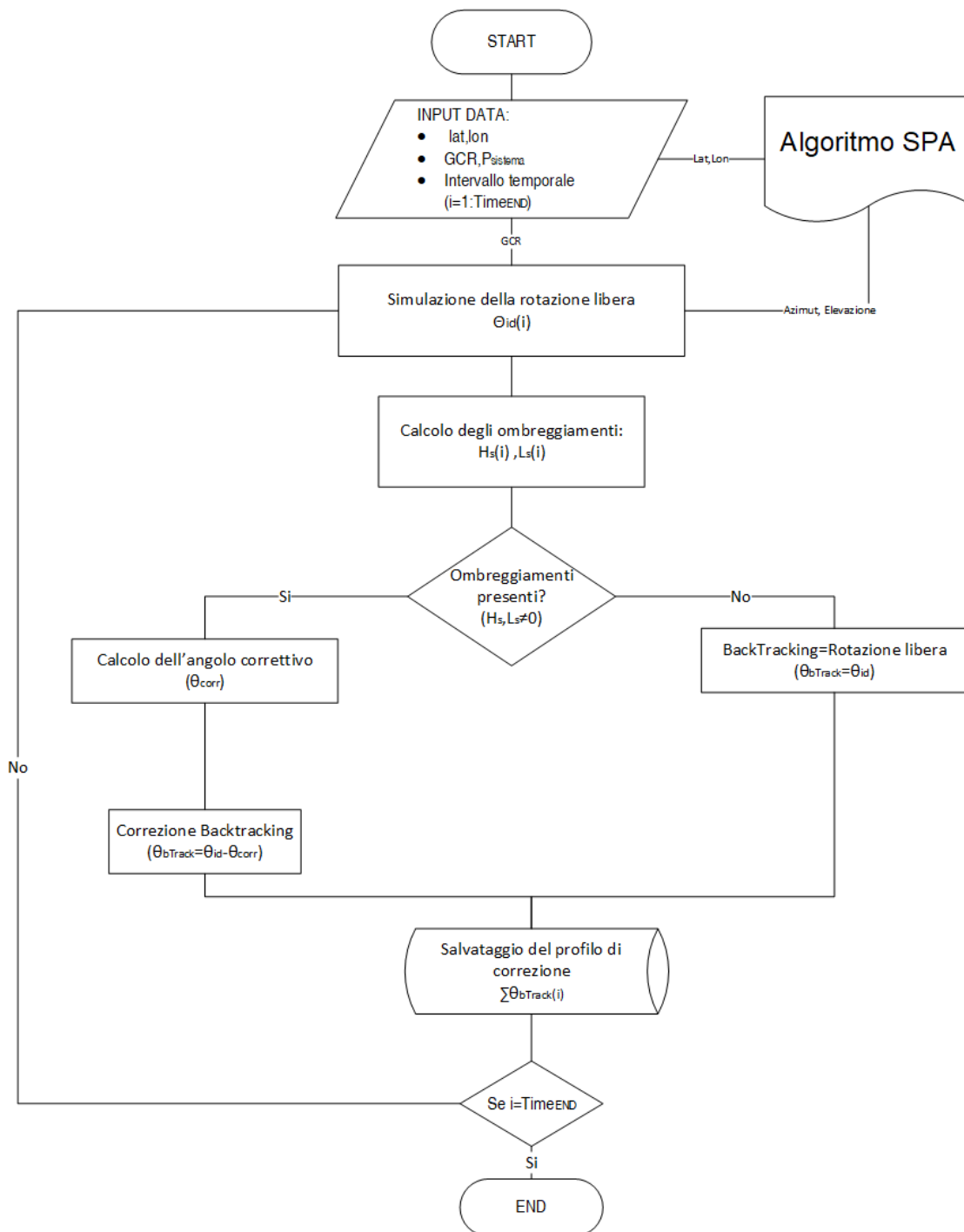
( 4. 28 )

Nell'ipotesi di avere un piano di terreno perfettamente orizzontale, l'angolo correttivo può essere ottenuto dalla seguente equazione trigonometrica, che dipende dal GCR scelto per l'impianto:

$$\cos \theta_{corr} = L_{row} * \cos \theta_{id} = \frac{B * \cos \theta_{id}}{GCR}$$

( 4. 29 )

Una volta ottenuto lo storico degli angoli corretti  $\theta_{BTrack}$  e confrontato con la rotazione ideale  $\theta_{id}$  sarà infine possibile rilevare quali istanti temporali debbano essere simulati nuovamente e successivamente corretti tramite chiamate API.



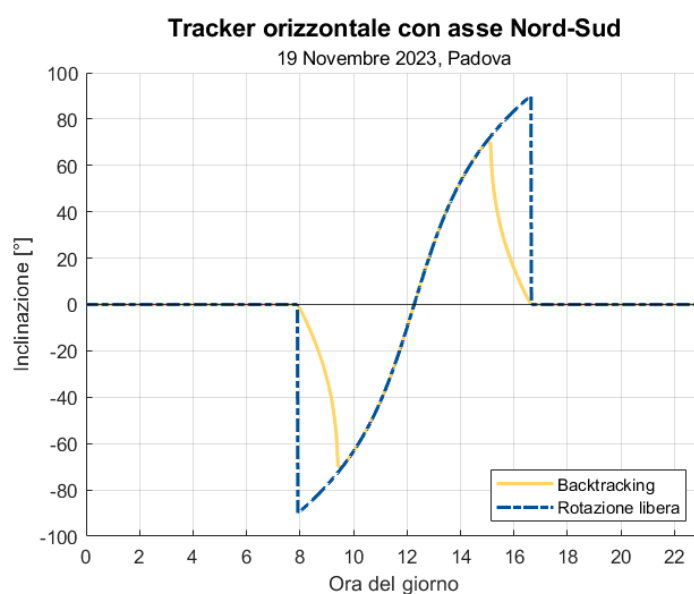
**Figura 21.** Flow chart algoritmo di Backtracking per configurazione monoassiale ad asse Nord-Sud

#### 4.8.2 Risultati dell'angolo $\theta_{corr}$ e dipendenza dal GCR

In questo paragrafo sono rappresentati i principali risultati ottenuti dall'algoritmo di simulazione del backtracking. La figura 22 mostra lo scostamento di comportamento tra la configurazione a rotazione libera e quella a backtracking con GCR pari a 0.50. Si osserva una marcata divergenza tra i profili di inclinazione dei pannelli fotovoltaici operanti sotto regime di

rotazione libera e quelli configurati per il backtracking, in particolare durante le prime e ultime ore del giorno.

Nonostante la configurazione a rotazione libera riduca teoricamente l'angolo di incidenza solare, essa conduce a un significativo ombreggiamento all'interno dell'array fotovoltaico che influenza negativamente la produzione energetica. Viceversa, il sistema con backtracking adotta un'inclinazione orizzontale durante le prime e ultime ore del giorno, minimizzando l'ombreggiamento e garantendo una produzione energetica ridotta ma continua. Durante le ore centrali del giorno, i profili di inclinazione di entrambe le configurazioni si allineano, dimostrando la compatibilità delle simulazioni di potenza fornite da PVGIS per entrambe le strategie. Questa coerenza durante le ore centrali implica un grosso vantaggio in termini di costo computazionale dell'algoritmo, sarà infatti necessario apportare correzioni solo alle deviazioni tra le due serie storiche, riducendo così il numero di simulazioni richieste per definire il profilo energetico reale.



**Figura 22.** Comparazione tra profilo di rotazione libero e backtracking

La figura 23 viene invece analizzato il comportamento del backtracking al variare del parametro GCR. Un GCR elevato significa che i pannelli sono più vicini tra loro, aumentando il rischio di ombreggiamento reciproco, soprattutto quando il sole presenta un basso angolo di elevazione. Un GCR alto può richiedere che i pannelli mantengano un'inclinazione orizzontale per lunghi intervalli orari per evitare ombreggiamento, limitando così le angolazioni ottimali e aumentando le perdite di posizionamento. Un GCR basso permette una maggiore libertà nelle inclinazioni dei pannelli, riducendo il rischio di ombreggiamento e consentendo di mantenere

l'angolo di incidenza prossimo a 0. Questa flessibilità incrementa la capacità di catturare al massimo la radiazione solare durante diverse ore del giorno, ottimizzando così la produzione di energia; tuttavia, aumenta la disponibilità di suolo necessaria per installare l'impianto.

I casi estremi sono quello a GCR nullo, in cui il profilo di rotazione del Backtracking coincide con la rotazione libera, e il caso con GCR pari a 1, dove l'elevata densità di superficie attiva impone un'inclinazione orizzontale per tutto l'arco della giornata (tilt di 0°) per evitare ombreggiamenti.

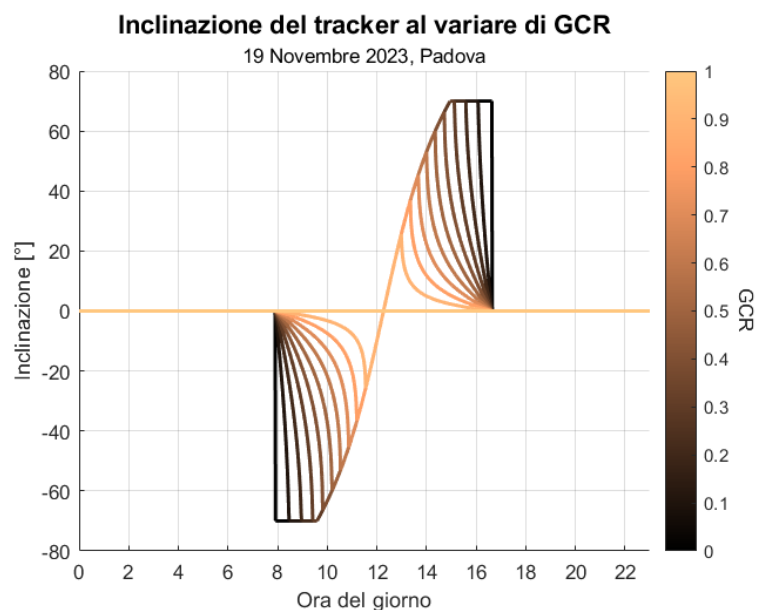


Figura 23. Comparazione tra i profili di rotazione al variare del GCR

#### 4.8.3 Analisi quantitativa sulle perdite di posizionamento in regime di backtracking

La tecnica di backtracking, affermata come una delle principali metodologie di gestione degli impianti a tracking mono assiali, annulla l'ombreggiamento interfilare nei sistemi fotovoltaici, eliminando la necessità di quantificare le perdite elettriche come fatto per le configurazioni fisse. Di conseguenza emerge una nuova categoria di perdite, definite come "perdite di posizionamento", che sono attribuibili all'adozione sub-ottimale delle inclinazioni del tracker nel corso della giornata a scapito di quella a rotazione libera. Queste perdite riflettono la discrepanza tra la produzione energetica realizzata e quella ottimale teorica che si sarebbe ottenuto in assenza di ombreggiamenti, e sono significativamente influenzate dal Ground Coverage Ratio (GCR).

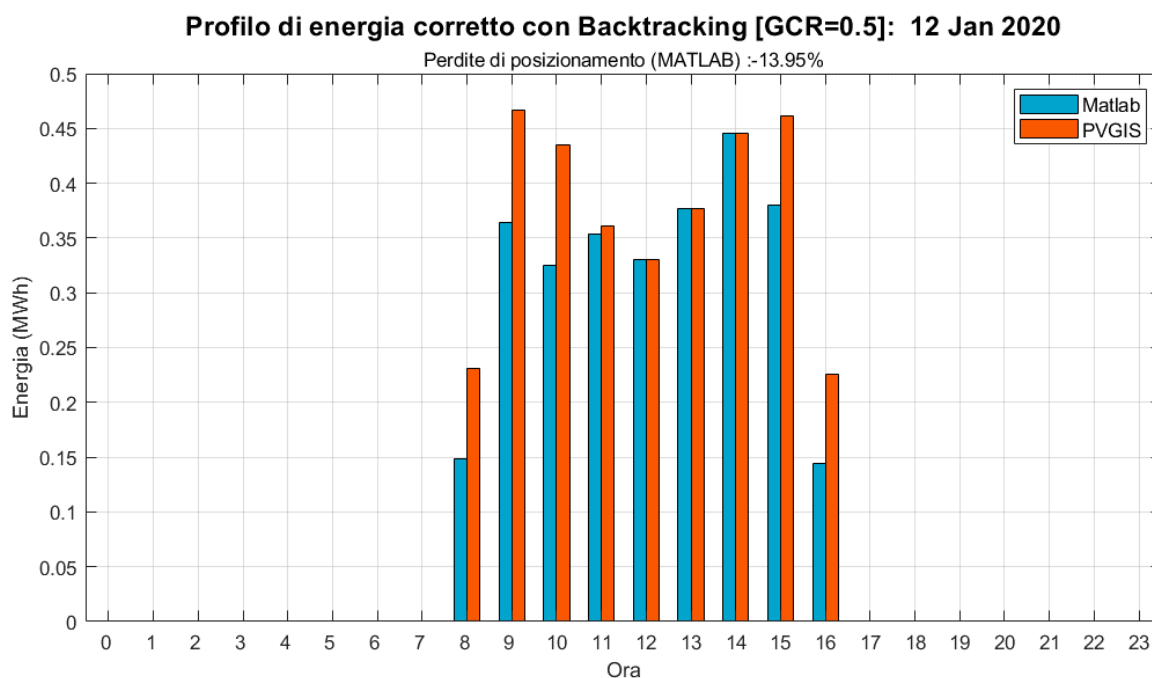
In figura 24 viene presentato il confronto tra i sistemi di tracking in rotazione libera e backtracking per un impianto con asse orizzontale nord-sud e un Ground Coverage Ratio (GCR)



di 0.5. A differenza delle configurazioni fisse, il backtracking garantisce una distribuzione energetica più uniforme durante l'arco della giornata con produzione maggiorate nelle ore laterali, dove le tariffe zonali sono relativamente più alte.

La rotazione libera tende a sovrastimare la produzione nelle ore marginali, l'utilizzo diretto dei dati ottenuti da PVGIS avrebbe portato ad una sovrastima della remunerazione dell'impianto virtuale. Lo studio specifico condotto il 12 gennaio 2020 su un impianto da 1 MWp con un GCR di 0.5 ha rivelato perdite di posizionamento di 0,46 MWh, equivalenti al 13,95% dell'energia totale prodotta in quel giorno. L'effetto di queste perdite è accentuato dalle tariffe maggiorate applicate durante le ore mattutine e serali, sottolineando l'importanza di valutare accuratamente il GCR per ottimizzare i parametri di tracking.

Un altro fattore rilevante nel processo di ottimizzazione di questi impianti è ancora una volta la stagionalità delle perdite di posizionamento, che si rivela più significativa nei mesi invernali, periodi in cui l'elevazione solare ridotta incrementa la probabilità di ombreggiamento sistematico.



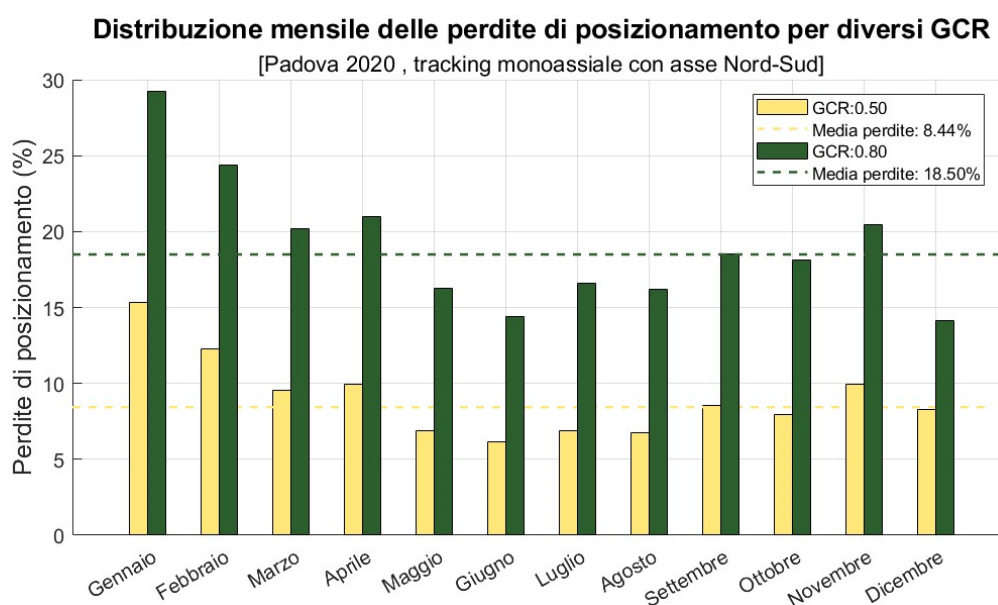
**Figura 24.** Esempio di profilo giornaliero corretto con Backtracking (12/01/2020)

In figura 25 sono rappresentate le perdite di posizionamento mensili per due differenti GCR del medesimo impianto. Le considerazioni legate alla stagionalità sono effettivamente riscontrabili anche nelle perdite di posizionamento, durante i mesi invernali le traiettorie solari incrementano la probabilità di ombreggiamento tra tracker vicini e questo si traduce in un incremento di queste perdite fittizie. Tale variabilità può essere attribuita in primo luogo alle continue

modifiche del profilo di rotazione, che si adatta mese per mese alle diverse traiettorie solari, mitigando così l'effetto delle variazioni stagionali.

Una seconda motivazione più quantificabile è legata alla componente di radiazione diffusa captata dalla superficie attiva dei tracker. Il backtracking si concentra principalmente sull'ottimizzazione della captazione della radiazione diretta, minimizzando l'angolo di incidenza tra la radiazione diretta e la superficie attiva ed evitando gli ombreggiamenti reciproci. A differenza della rotazione libera, i tilt assunti dal profilo con backtracking tendono ad essere orizzontali per un tempo più prolungato, orientamento che favorisce la captazione della radiazione diffusa.

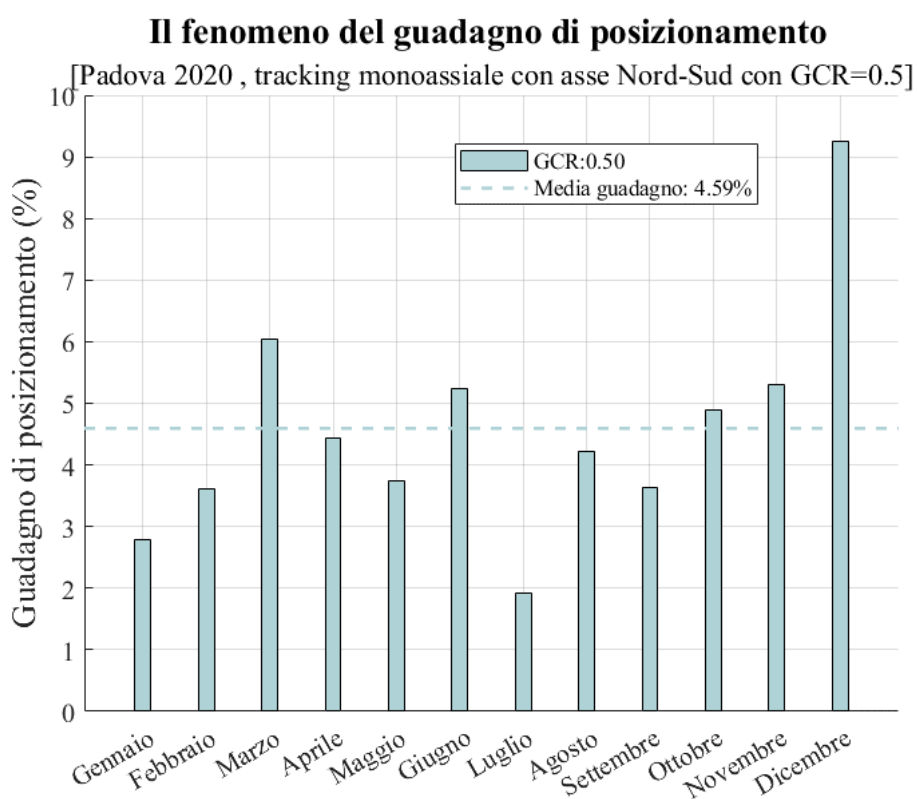
Questo orientamento si rivela particolarmente vantaggioso in quei periodi in cui la radiazione diffusa predomina sulla diretta, dando luogo a ciò che viene definito "perdite di posizionamento positive" o guadagno di posizionamento. In tali circostanze, l'energia captata dal sistema di backtracking può superare quella che sarebbe stata ottenuta in condizioni ideali di rotazione libera, escludendo gli effetti dell'ombreggiamento. L'angolazione più orizzontale favorisce la captazione della radiazione diffusa, un fattore che può risultare decisivo soprattutto nei giorni in cui questa componente è più significativa. Questo fenomeno introduce anche un fattore di variabilità nella stagionalità delle perdite di posizionamento, rendendole soggette a maggiori fluttuazioni.



**Figura 25.** Comparazione tra perdite mensili di posizionamento per GCR 0.5 e 0.8

Complessivamente quindi, il backtracking riduce la dipendenza dalla stagionalità ma allo stesso tempo introduce una maggiore dipendenza dalle condizioni meteorologiche specifiche del

periodo e dalla componente di radiazione diffusa. Questo fattore è particolarmente evidente analizzando i dati di performance di dicembre 2020, durante i quali si sono registrate perdite di posizionamento notevolmente inferiori rispetto alle aspettative basate sulla stagionalità. Durante questo mese le condizioni atmosferiche abbiano favorito una maggiore captazione di radiazione diffusa, a vantaggio dei pannelli orientati in modo sub-ottimale rispetto a quelli di rotazione libera. Questa situazione ha portato a una riduzione delle perdite di posizionamento che, in condizioni di cielo sereno e senza considerare gli ombreggiamenti, sarebbero state presumibilmente più elevate a causa delle basse angolazioni solari tipiche del periodo invernale. In figura 26 sono stati rappresentati i guadagni di posizione relativi all'anno analizzato; osservando il mese di dicembre si può notare come effettivamente questo fenomeno abbia contribuito in maniera rilevante a ottenere un valore di perdite inferiore a quello atteso.



*Figura 26. Guadagno di posizionamento mensile per configurazione a Backtracking*

#### **4.9 Analisi comparativa dei profili di produzione energetica per le diverse configurazioni Utility Scale**

Analizzando primi risultati ottenuti per le diverse configurazioni fotovoltaiche, emerge come i profili corretti di generazione si discostino in maniera significativa da quelli forniti da PVGIS.

Queste discrepanze sono attribuibili all'introduzione degli ombreggiamenti sistematici tra i filari dell'impianto. Questo fenomeno, se non adeguatamente considerato, può distorcere l'energia oraria generata stimata rispetto a quella reale, portando a risultati non replicabili nelle casistiche reali.

L'adozione degli algoritmi proposti in questo lavoro ha consentito di incorporare questi effetti e rendere i risultati realistici, necessari per un affidabile processo di ottimizzazione tecnico-economica.

L'analisi delle perdite ha dimostrato un impatto maggiore nelle configurazioni Sud fisse e tracking, tale effetto è maggiormente evidente nelle prime e ultime ore della giornata, quando le tariffe di remunerazione sono alte.

La configurazione Sud a tilt ottimale presenta indubbi vantaggi rispetto alle alternative proposte; rispetto alla configurazione Est-Ovest garantisce generalmente una maggiore generazione indipendentemente dalla stagione di riferimento, producendo soprattutto nelle ore centrali quando l'elevazione solare è alta. Inoltre, rispetto alla configurazione a Tracking monoassiale, garantisce costi di installazione e di manutenzione più contenuti grazie alla minor complessità costruttiva e la ridotta probabilità di guasto. Per gli impianti utility scale la configurazione sud offre un equilibrio interessante tra efficienza produttiva e affidabilità operativa, per questo passato è stata largamente utilizzata per le soluzioni utility scale.

Nonostante i vantaggi della configurazione Sud fissa, l'adozione di configurazioni alternative, quali quelle Est-Ovest e i sistemi di tracking, può portare a diversificazioni significative nelle distribuzioni giornaliere dell'energia prodotta. Queste configurazioni sono progettate per ottimizzare la produzione energetica nelle ore di picco di remunerazione, offrendo così una strategia di generazione più adattiva rispetto alla configurazione tradizionale orientata a Sud.

In particolare, la configurazione Est-Ovest permette di catturare meglio l'irraggiamento solare durante le prime e le ultime ore del giorno, massimizzando la produzione quando i prezzi dell'energia tendono ad essere più alti a causa della maggiore domanda. Questo orientamento è particolarmente vantaggioso in contesti geografici dove la curva di prezzo dell'energia è più favorevole al mattino e al pomeriggio. I sistemi a tracking monoassiale con asse Nord-Sud offrono vantaggi simili alla configurazione Est-Ovest con un aumento importante della generazione totale.

Nonostante questo, l'adozione delle configurazioni alternative, come quelle est-ovest e i sistemi di tracking proposte in questa ricerca, possono creare distribuzioni giornaliere alternative dell'energia. Queste configurazioni mirano a ottimizzare la produzione durante le ore più remunerative, diversificando così la strategia di generazione energetica rispetto alla tradizionale impostazione Sud. La variazione dei parametri di tilt e GCR offre ulteriori opportunità di

affinamento: modificando questi parametri, è possibile influenzare la distribuzione giornaliera dell'energia per allinearsi meglio agli obiettivi di remunerazione massimizzata.

In questo paragrafo saranno esplorati gli effetti delle variazioni dei parametri di tilt e GCR sulle prestazioni complessive delle diverse configurazioni.

In primo luogo, viene eseguito un primo confronto generico per confrontare le diverse configurazioni a parità di GCR e potenza di 1 MW<sub>p</sub>. Per questo confronto è stato scelto di confrontare tre impianti virtuali collocati nel Nord Italia, nei pressi di Milano, con un GCR di 0,5.

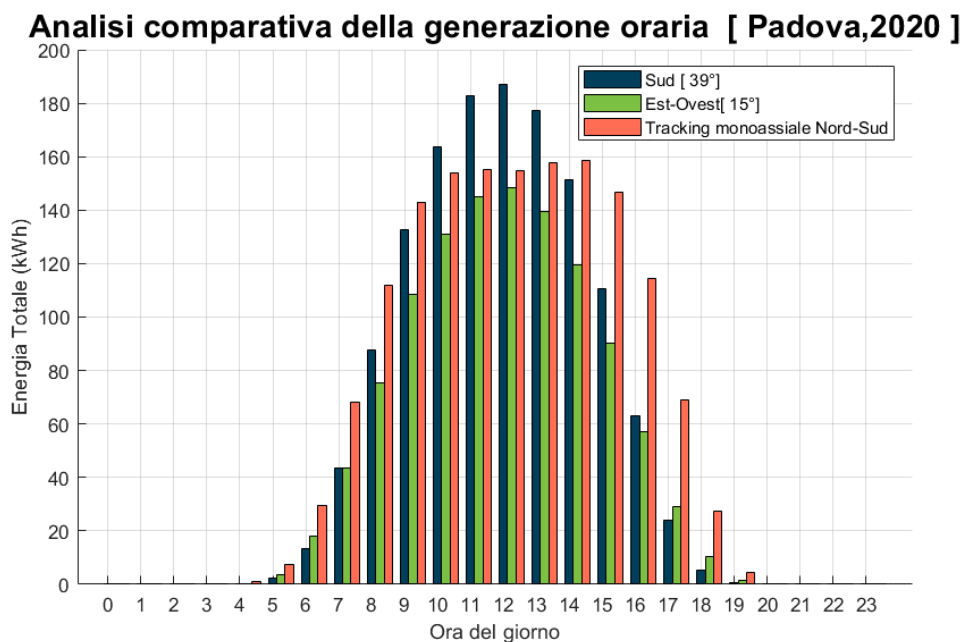
La configurazione Sud è stata ideata con un tilt di 36° (ottimale), mentre configurazione Est-Ovest con angolo di Tilt di 15° che rappresenta il valore massimo del range 10-15° genericamente utilizzato. L'obiettivo preliminare è comprendere come variano le produzioni in termini di energia assoluta e distribuzione oraria, al fine di esplorare nuove alternative utili alla tradizionale ottimizzazione energetica.

#### *4.9.1 Considerazione sui volumi e sulla distribuzione oraria di energia generata*

Le analisi condotte hanno rivelato che le configurazioni orientate a Sud sono particolarmente suscettibili a perdite significative dovute all'ombreggiamento, molto più di quanto verificato nelle configurazioni Est-Ovest. Senza un adeguato algoritmo di correzione, tali perdite avrebbero potuto portare a conclusioni erranee, sottovalutando l'efficacia e la praticabilità delle configurazioni Est-Ovest come alternative valide.

In questi termini, un secondo aspetto rivelatosi di grande interesse è stato l'introduzione e l'analisi del backtracking nei sistemi a tracking monoassiale. Originariamente, i risultati indicavano una produzione energetica eccezionalmente alta per queste configurazioni, suggerendo una sovrastima delle loro prestazioni reali. L'integrazione degli algoritmi di correzione ha permesso una revisione sostanziale di queste simulazioni, dimostrando come i parametri spaziali della disposizione dei filari abbia un impatto non trascurabile su queste simulazioni.

Questi risultati consentono di tracciare alcune conclusioni preliminari riguardanti l'efficienza delle configurazioni esaminate sotto l'aspetto della distribuzione energetica nel corso dell'anno. Tuttavia, è fondamentale considerare che una ricerca di ottimizzazione tecnico-economica non può limitarsi a considerare i volumi di energia generata come unico aspetto, poiché connessa ai prezzi dell'energia, che potrebbero non essere sempre allineati con la distribuzione energetica. In altre parole, mentre alcune configurazioni possono risultare superiori dal punto di vista della generazione energetica, i loro benefici economici possono variare a seconda delle tariffe di vendita e delle dinamiche di mercato.



**Figura 27.** Analisi comparativa della somma di generazione oraria per Padova 2020

La configurazione Sud è tradizionalmente preferita per la sua semplicità realizzativa e i costi ridotti di installazione e ha registrato una produzione annua di 1345 MWh. Questa configurazione sfrutta l'orientamento proiettato a meridione nei mesi invernali e primaverili, quando il sole si trova ad elevazione più bassa rispetto all'orizzonte. Tuttavia, durante l'estate, la produzione non incrementa con il medesimo trend delle altre configurazioni, questo è dovuto all'angolo di tilt relativamente alto che riduce il vantaggio generativo quando il sole presenta un angolo di elevazione consistente. La configurazione Est-Ovest ha registrato una produzione annuale di 1120 MWh, nettamente inferiore alle altre due configurazioni. Questo orientamento si è rivelato tuttavia particolarmente efficiente durante i mesi estivi, dove ha beneficiato di giornate più lunghe e della traiettoria solare ad alta elevazione che garantisce una maggiore generazione per tilt più contenuti. Specificamente, i moduli orientati verso Est sono ottimizzati per la captazione della luce nelle ore mattutine, mentre quelli rivolti a Ovest massimizzano l'assorbimento solare nel tardo pomeriggio. La maggiore durata delle giornate estive amplifica ulteriormente l'efficacia di questa configurazione, permettendo una produzione energetica estesa nelle ore di inizio e fine giornata. Nelle regioni settentrionali e del centro-nord Italia, quando si confrontano le configurazioni Est-Ovest e Sud, si osserva una predominanza della produzione invernale per l'orientamento a Sud, mentre nei mesi estivi le prestazioni delle due configurazioni tendono a convergere. Al contrario, nel Sud Italia, la configurazione Est-Ovest supera la produzione dei sistemi orientati a Sud durante i mesi estivi. Infine, la configurazione con tracking monoassiale orientato sull'asse Nord-Sud ha dimostrato la maggiore produttività,

generando 1512 MWh. Questa configurazione si distingue particolarmente durante i mesi estivi, analogamente a quanto osservato per la configurazione Est-Ovest, beneficiando però della capacità di adattamento dinamico del tracking. Per questa motivazione la configurazione a tracking registra anche lo scostamento più consistente tra i mesi estivi e invernali.

In conclusione, da un punto di vista dei volumi generati la soluzione con tracking monoassiale è indiscutibilmente la preferibile, generando un surplus annuale dell'11% rispetto alla configurazione Sud e 26% rispetto a quella Est-Ovest. Tuttavia, nella remunerazione reale di un impianto dipende dai prezzi di vendita ed è quindi fortemente legata alle tariffe orarie alla quale viene venduta. A questo proposito è interessante valutare la distribuzione oraria annuale, ovvero la somma di energie ottenuta per le singole ore. A questo proposito è interessante valutare la distribuzione oraria annuale, ovvero la somma di energie ottenuta per le singole ore. Come riscontrato in figura 27 la configurazione a tracking Nord-Sud presenta una distribuzione di energia omogenea nel corso della giornata, con picchi produttivi anche nelle ore laterali che potrebbe tradursi in una maggiore remunerazione grazie alle tariffe di vendita maggiorante. La configurazione Sud invece concentra la propria produzione nelle ore centrali, con netta diminuzione nelle fasce orarie mattutine e serali. Questo comportamento suggerisce che, nonostante l'alta produzione, la remunerazione potrebbe non essere massimizzata a causa della minore generazione in ore di maggiore valore economico.

#### *4.9.2 Impatto della modulazione dei parametri di Tilt nelle configurazioni Est-Ovest e Sud*

La modulazione dell'angolo di tilt gioca un ruolo fondamentale nel definire l'efficienza degli impianti con configurazioni fisse, perché determinate per modulare con quale intensità e frequenza temporale la superficie attiva capterà la radiazione solare disponibile. Per questo motivo un'opportuna calibrazione dell'angolo di tilt può influenzare significativamente i profili energetici, in risposta alle variazioni stagionali e giornaliere dell'angolo d'incidenza (AOI).

Nelle configurazioni orientate a Sud un incremento del tilt è vantaggioso per massimizzare la cattura di radiazione solare durante i mesi invernali, dove il sole si trova più basso sull'orizzonte. Durante i mesi estivi invece, l'angolo di incidenza medio tende ad aumentare e la generazione sarà più contenuta. Contrariamente un tilt più basso porterà a massimizzare la produzione nei mesi estivi, dove il presenta una traiettoria solare a maggior elevazione, ma ridurrà le performance durante i mesi invernali.

Nelle configurazioni Est-Ovest generalmente si adottano generalmente tilt relativamente bassi, compresi tra 10° e 15°. Per inclinazioni superiori a 30° la distribuzione oraria dell'energia tende ad assumere una struttura bimodale, con picchi significativi nelle prime e ultime ore della giornata. Questo fatto è facilmente motivabile analizzando l'angolo di incidenza AOI; infatti,

tilt alti consentono di captare maggiore energia quando il sole si trova basso sull'orizzonte, a scapito di un decremento consistente nella fascia oraria centrale. Generalmente l'adozione di tilt elevati per la configurazione Est-Ovest è sconsigliabile a causa del drastico calo di produzione assoluta. Per tilt relativamente bassi, la conformazione della curva di produzione di un impianto est-ovest si avvicina a quella della configurazione Sud. A differenza di quest'ultima, per impianti di medesima potenza, presenterà una distribuzione oraria più bilanciata e un picco centrale più basso.

Come vedremo nel prossimo capitolo, infatti, la distribuzione energetica è di fatto un fattore utile per massimizzare la remunerazione e valorizzare maggiormente l'energia prodotta, tuttavia la generazione assoluta, intesa come volume di energia annuale, risulta il parametro con maggior peso. Alla luce di questa considerazione la soluzione ottimale avrà una soluzione che è un compromesso tra l'approccio tradizionale, volto a massimizzare la produzione, e un approccio più moderno proposta da questa tesi, il cui obiettivo è quello di ottimizzare in funzione del comportamento del mercato elettrico dove l'impianto è collocato.

La configurazione a tracking monoassiale presenta un profilo di generazione energetica particolarmente vantaggioso, caratterizzato da una distribuzione bilanciata dell'energia elettrica prodotta durante l'intera giornata. Un aspetto distintivo di questa configurazione è la capacità di massimizzare la generazione energetica non solo nelle ore centrali del giorno, con un picco massimo alle 14:00, ma anche di estendere significativamente la produzione nelle fasce orarie mattutine e pomeridiane, rispecchiando meglio la distribuzione del fabbisogno energetico nazionale.



## **5 Strategie di remunerazione degli impianti fotovoltaici e le dinamiche di cannibalizzazione dei prezzi vendita**

L'approccio convenzionale alla progettazione di impianti fotovoltaici su larga scala mira tipicamente alla massimizzazione dell'energia prodotta. I principali software di progettazione utilizzano algoritmi di ottimizzazione energetica che iterano soluzioni variando i principali parametri del progetto. Tuttavia, questi algoritmi non considerano i rischi associati alla volatilità dei prezzi di mercato. Durante le ore centrali del giorno, la generazione fotovoltaica tende ad essere massimizzata, il che può portare alla saturazione della domanda elettrica e causare un avvallamento dei prezzi, fenomeno noto come "duck curve". Questa condizione aumenta il rischio che gli impianti generino grandi quantità di energia quando le condizioni di mercato sono meno favorevoli, esponendo gli operatori a significative fluttuazioni nei ricavi.

È fondamentale esplorare se esista una correlazione tra la generazione di energia in una determinata zona di mercato e i ricavi che un impianto può effettivamente realizzare. Tale analisi deve considerare sia i dati storici sia le proiezioni future, data l'aspettativa di un significativo aumento delle installazioni fotovoltaiche. Per comprendere e mitigare il fenomeno della cannibalizzazione dei prezzi, è essenziale definire con precisione il contesto di mercato in cui l'impianto opera, isolando le dinamiche specifiche che influenzano la generazione e la vendita dell'energia. Per garantire la validità dell'analisi, è cruciale disporre di un dataset coerente e affidabile. I dati di generazione utilizzati in questo elaborato sono stati ottenuti tramite il software PVGIS, riconosciuto dalla comunità scientifica per la sua affidabilità. Tuttavia, è stato necessario apportare correzioni a questi dati utilizzando algoritmi avanzati presentati nel capitolo precedente, per evitare la sovrastima dell'energia generata dagli impianti orientati a sud e la sottostima nelle configurazioni alternative, in quanto meno suscettibili alle perdite per ombreggiamento.

Un aspetto chiave di questo studio è l'integrazione del Ground Coverage Ratio (GCR) nel processo di ottimizzazione, utilizzando gli algoritmi precedentemente implementati. L'introduzione di parametro consente di modellare realisticamente l'output energetico degli impianti.

Le configurazioni innovative esaminate, inclusi i sistemi di tracking monoassiale ed est-ovest, promettono di distribuire la produzione energetica in modo più uniforme durante le ore del mattino e della sera, riducendo potenzialmente l'impatto negativo della cannibalizzazione dei prezzi. Quest'analisi si propone di delineare strategie di remunerazione alternative per gli impianti fotovoltaici, che non solo massimizzano l'energia generata ma anche minimizzano i rischi economici associati alla volatilità del mercato. In ultima analisi, l'obiettivo è stabilire

configurazioni impiantistiche che siano economicamente sostenibili e tecnicamente ottimali nell'attuale contesto di mercato in evoluzione.

## 5.1 L'indice di penetrazione rinnovabile e l'impatto della penetrazione sui prezzi zonali

La cannibalizzazione dei prezzi nel mercato dell'energia è una diretta conseguenza dell'intermittenza delle fonti rinnovabili, un fenomeno fortemente legato alla capacità di queste fonti di soddisfare la domanda energetica durante specifiche ore del giorno. Le variazioni sostanziali dell'offerta di energia rinnovabile, influenzate dalle condizioni atmosferiche, possono portare infatti a saturazione temporanee della domanda e a conseguenti portano a fluttuazioni pronunciate nei prezzi dell'energia.

La generazione eolica risulta tendenzialmente più distribuita durante il corso della giornata e quindi meno soggetta a concentrare la generazione in orari specifici della giornata. L'energia solare mostra invece una periodicità giornaliera molto più definita rispetto all'eolico, poiché è prettamente legata ai percorsi solari e alla disponibilità di irraggiamento. Questo porta la tecnologia fotovoltaica ad avere un elevato impatto sulla domanda durante le ore centrali della giornata, durante queste ore se la generazione zonale è consistente può portare alla saturazione della domanda elettrica e causare fenomeni di cannibalizzazione, compromettendo la redditività degli impianti della medesima tecnologia.

Il parametro che definisce l'impatto della generazione rinnovabile sulla domanda è "l'indice di penetrazione giornaliera", definito come rapporto percentuale tra la quantità di energia generata dalle fonti rinnovabili (solare e/o eolica) e il consumo totale di energia per un giorno definito:

$$p_{\%} = \frac{\sum_{h=1}^{24} q_{\{solare,eolico\}h}}{\sum_{h=1}^{24} d_h} * 100$$

( 4. 30 )

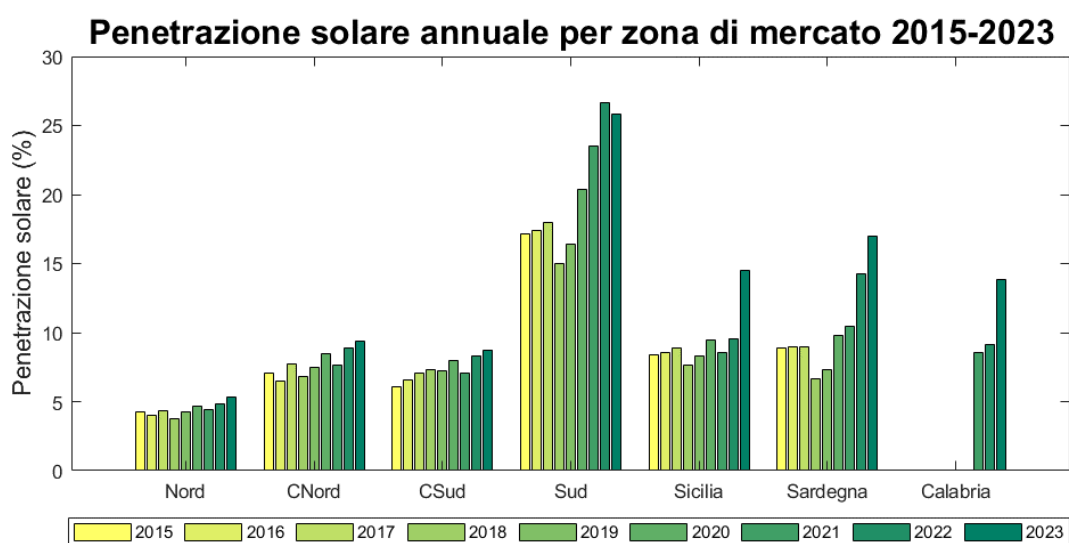
Dove  $q_h$  rappresenta la quantità generata dalla fonte rinnovabile e  $d_h$  la domanda oraria.

Nella letteratura scientifica, l'indice di penetrazione delle energie rinnovabili è comunemente analizzato a livello nazionale, tuttavia la segmentazione geografica particolare del territorio italiano suggerisce l'utilizzo di un approccio zonale mirato ad integrare anche le dinamiche di Market Splitting. Analizzando l'indice di penetrazione annuale specifico della tecnologia fotovoltaica, rappresentato in [figure \\_\\_](#), emerge una tendenza fortemente crescente in linea con l'incremento di capacità fotovoltaica avvenuto negli anni. Il trend non strettamente monotono crescente è legato alla alta variabilità annuale della fonte solare primaria; nel 2018 si è registrato

per esempio un calo di generazione significativo in quasi tutte le zone di mercato italiane e le condizioni di irraggiamento si sono rivelate più basse degli anni precedenti, portando ad un calo della penetrazione. Nonostante questa variabilità climatica, la tendenza generale rimane un aumento progressivo dell'indice di penetrazione, supportato dalla crescente capacità installata e da una domanda di energia relativamente più stabile.

Nel 2020 la pandemia e la chiusura delle attività economiche e commerciali ha portato ad un calo netto della domanda, portando ad un incremento della penetrazione fotovoltaica non supportato da reali incrementi di capacità. Nel 2023 invece si è registrato il picco di penetrazione in seguito all'installazione di 7.71 MW di capacità aggiuntiva tra il 2022 e il 2023 e alle condizioni favorevoli d'irraggiamento, delineandolo come anno ideale per l'analisi degli effetti della penetrazione fotovoltaica nel contesto italiano odierno e proiettato al futuro.

Analizzando invece la tendenza delle singole zone di mercato si osservano dei comportamenti marcatamente diversi tra le zone del Nord e Sud Italia. Le zone del Nord e del Centro-Nord mostrano una penetrazione solare molto più bassa, con trend di crescita annuale meno marcato. Nel Nord Italia si concentrano i centri di consumo del territorio nazionale e la domanda nell'intervallo analizzato corrisponde al 55% di quella nazionale, mentre la generazione è del 36%. Nonostante la generazione sia consistente, essa viene diluita su una domanda straordinariamente alta riducendo la penetrazione zonale. Le zone del Sud Italia e le isole mostrano invece una penetrazione solare significativamente maggiore rispetto alle altre zone, caratterizzata da una generazione relativamente alta rispetto alla domanda, in particolare nel Sud Italia dove la penetrazione nazionale supera il 27% nel 2022. Questa tendenza è causata da una forte generazione da impianti fotovoltaici a scapito di una domanda piuttosto contenuta, pari a circa l'8% di quella nazionale.



**Figura 28.** *Indice di penetrazione solare annuale per zona di mercato*

In conclusione, il trend di penetrazione delle energie rinnovabili mostra una tendenza generale all'aumento, evidenziando potenziali sfide legate alla cannibalizzazione dei prezzi su scala più ampia. Nonostante ciò, l'impatto di tale fenomeno varia notevolmente tra le diverse aree geografiche. Le significative differenze regionali nella penetrazione solare suggeriscono che gli effetti della cannibalizzazione saranno eterogenei, influenzando diversamente le zone di mercato in Italia.

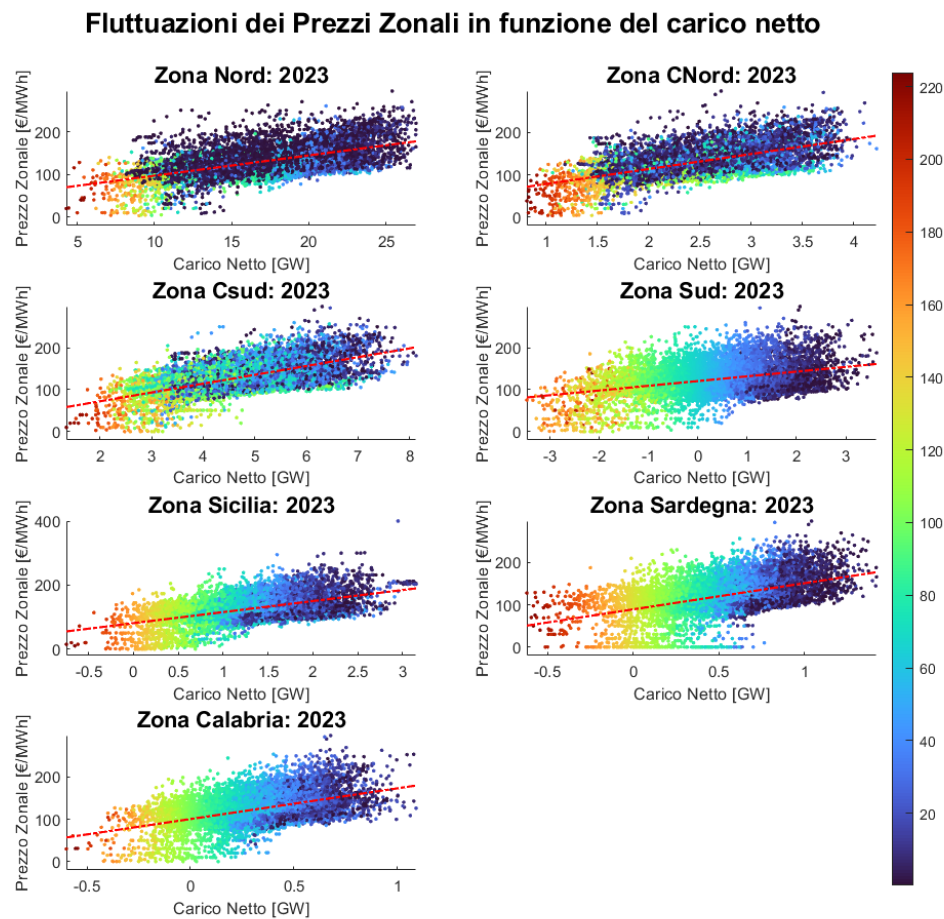
#### *5.1.1 Effetto della penetrazione rinnovabile sui prezzi dell'energia elettrica*

L'ipotesi indispensabile affinché lo studio abbia un significato di rilievo è che ci sia un legame di proporzionalità inversa tra la penetrazione oraria di ciascuna zona e l'entità dei prezzi zonali, per comprendere se la generazione zonale possa portare o meno a problemi di cannibalizzazione. Uno dei parametri più utilizzati a questo proposito è il carico netto zonale, che rappresenta la quantità di energia elettrica richiesta da una singola zona di mercato in una specifica ora, al netto della produzione solare ed eolica zonale. Questo parametro fornisce una informazione diretta sull'effettivo fabbisogno energetico che deve essere coperto da altre fonti di generazione, come le centrali a gas o a carbone, con conseguente aumento del prezzo di equilibrio secondo il meccanismo Pay-as-Clear precedentemente descritto. Per visualizzare il legame tra generazione rinnovabile e prezzi sono stati utilizzati dei grafici a dispersione su un Dataset orario, dove il colore di ciascun punto identifica il livello di penetrazione rinnovabile nel mercato della zona di riferimento per quell'ora specifica.

Il grafico a mostra l'andamento zonale per l'anno di riferimento 2023, scelto appositamente per l'elevato tasso di penetrazione solare registrato. Nonostante la forte dispersione dei dati, legata alla complessità intrinseca del mercato elettrico, tutte le zone hanno manifestato una relazione positiva tra il carico netto e il prezzo zonale dell'energia. Indipendentemente dalle condizioni di mercato quindi una riduzione del carico netto, ovvero della domanda elettrica, comporta una logica diminuzione dei prezzi zonali, come evidenziato dalla linea di trend tratteggiata in rosso. Nelle zone di mercato comprese tra il Nord e il Centro Sud il carico netto tende ad abbassarsi senza mai diventare negativo, per le zone dell'Italia meridionale invece si riscontrano ore in cui il carico netto diventa negativo, rappresentando la condizioni in cui tutta la domanda zonale è stata coperta interamente dalla generazione rinnovabile nazionale. Queste situazioni diventano particolarmente pericolose perché espongono gli impianti operanti nella suddetta zona di mercato al rischio di "curtailment" (o "taglio della generazione", ovvero al decurtamento della generazione e alle conseguenti perdite di entrate utili.

Per chiarire il contesto di mercato in cui questo andamento si sviluppa ciascun punto del grafico è stato evidenziato con un colore caratteristico del livello di penetrazione zonale, dato

dall'impatto della generazione eolico e solare sulla domanda. Coerentemente con le premesse proposte all'aumentare della penetrazione rinnovabili i prezzi zonal tendono a ribassarsi, come conseguenza dell'effetto di merit order, esponendo gli impianti al rischio di cannibalizzazione del valore commerciale dell'energia venduta. Il legame è più netto nelle zone del sud Italia, dove la bassa domanda unita alla generazione elevata nei giorni di condizioni favorevoli, accentuano il fenomeno e rendono gli impianti installati maggiormente suscettibili al fenomeno. Il grafico b consente invece di analizzare l'andamento storico del fenomeno, mostrando l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) rispetto al carico netto nazionale per gli anni 2018-2023. La progressione storica evidenzia come il fenomeno descritto fosse visibile già negli anni passati ma l'incremento delle capacità installate abbia ridotto nettamente il carico netto e aumentato i giorni ad alta penetrazione, rendendo la ripartizione delle densità cromatiche più evidente e delineata.



**Figura 29.** *Variazione dei prezzi zonal in funzione del carico netto*

## Fluttuazioni del PUN orario in funzione del carico netto

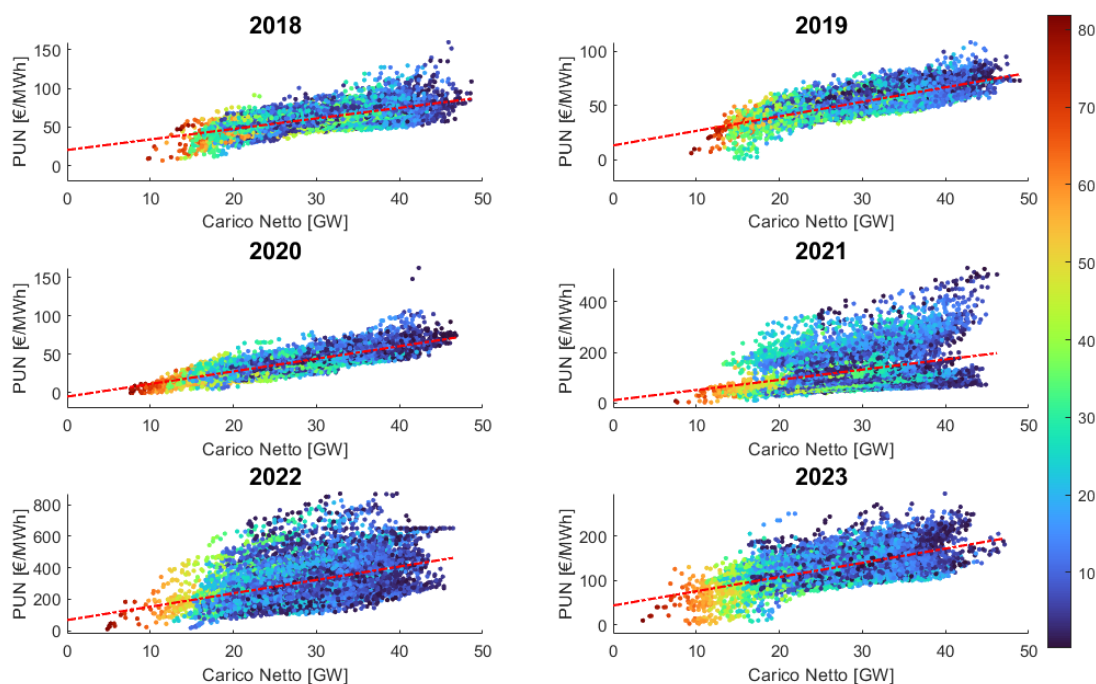


Figura 30. Variazione annuale del PUN in funzione del carico netto

### 5.2 Indicatori econometrici per l'analisi quantitativa dell'effetto di cannibalizzazione su impianti fotovoltaici merchant

Un impianto fotovoltaico viene definito in regime “Merchant” quando produce e vende energia elettrica senza beneficiare di incentivi garantiti o contratti a lungo termine. Con questo approccio al mercato, l'energia prodotta viene venduta direttamente sul mercato elettrico al prezzo di mercato corrente. Questo approccio espone l'impianto a una maggiore volatilità dei prezzi dell'energia e richiede una gestione accurata del rischio, ma può anche offrire opportunità di profitto significative se gestito efficacemente.

Assunto questo approccio di mercato, una prima valutazione economica dell'energia prodotta può essere ottenuta dal prodotto tra il prezzo orario di mercato e la quantità di energia generata nell'ora di riferimento:

$$r_{h,t}^{[j]} = p_{h,t} \cdot q_{h,t}^{[j]}$$

(5.1)

Dove  $r_{h,t}^{[j]}$  rappresenta la remunerazione oraria dell'impianto  $j$  al tempo  $t$ ,  $p_{h,t}$  è il prezzo orario e  $q_{h,t}^{[j]}$  è la generazione oraria dell'impianto. La somma di questi prodotti su un periodo definito fornisce in maniera diretta la remunerazione complessiva:

$$r_N^{[j]} = \sum_{n=1}^N \sum_{h=1}^{24} (p_{h,t} \cdot q_{h,t}^{[j]})$$

(5.2)

Confrontando lo storico dei prezzi di vendita e della quantità di energia prodotta da diversi impianti è possibile realizzare una prima stima qualitativa di quale impianto sia più remunerativo, senza però catturare quali dinamiche di mercato hanno influito su tali risultati. La remunerazione semplice non rivela la volatilità intrinseca dei prezzi dell'elettricità e come questa influisce sulla stabilità del reddito di un impianto rinnovabile, influenzando il flusso di entrate e il profilo di rischio a cui l'impianto è esposto.

La serie storica remunerativa ottenuta dall'equazione (2) può essere quindi un punto di partenza di base ma non sufficiente per esplorare gli obiettivi premessi e prevedere le possibili tendenze future. Le dinamiche di mercato sono in continua evoluzione e il trend dei prezzi è destinato a cambiare radicalmente nel prossimo futuro a causa delle crescenti installazioni fotovoltaiche. Alla luce di ciò, basarsi esclusivamente su analisi delle serie storiche per prevedere i trend futuri risulta essere un metodo limitato e potenzialmente inefficace per comprendere i futuri sviluppi del mercato.

Una metodologia più avanzata per analizzare e ottimizzare la remunerazione implica l'uso di indici econometrici che mirano descrivere le mutue-dinamiche tra mercato e impianto, con particolare attenzione alla distribuzione giornaliera dell'energia per massimizzare i ritorni economici. Questo approccio è stato adottato e condiviso da molte ricerche realizzate nell'ultimo decennio per diverse nazioni, mirate ad analizzare l'impatto della cannibalizzazione rinnovabile sul valore della produzione nazionale. Questo lavoro vuole tuttavia discostarsi da queste linee di ricerca per concentrarsi maggiormente sul comportamento delle singole unità di produzione, mantenendo tuttavia le metodologie e i risultati già ottenuti.

In accordo con la letteratura ([2], [6]) i parametri comunemente utilizzati per quantificare l'effetto di cannibalizzazione e il valore della distribuzione energetica sono il *Prezzo Medio Catturato (MCP)* e il *Fattore di Cattura (FC)*, rappresentati rispettivamente nella equazione (5.3) e (5.4):

$$MCP_t = \frac{\sum_{h=1}^{N_h} p_h \cdot q_h^{RE}}{\sum_{h=1}^{N_h} q_h^{RE}} \quad (5.3)$$

$$CF_t = \frac{MCP_t}{\frac{1}{N_h} \sum_{h=1}^{N_h} p_h} \quad (5.4)$$

$p_h$	Prezzo orario di mercato	€/MWh
$q_h$	Generazione oraria	MWh
$N_{hours}$	Numero di ore	Ore

Il primo fattore rappresenta il prezzo medio catturato dalla tecnologia nell'intervallo scelto, esso rappresenta una metrica assoluta per quantificare il valore che l'impianto è riuscito a catturare. Il trend dei prezzi e l'andamento stagionale rende tuttavia lo storico molto variabile; quindi, questo parametro è adatto a fare confronti nel breve periodo ma potrebbe perdere di validità se utilizzato per fare paragoni sul lungo periodo.

Poiché l'obiettivo è quello di fornire delle metriche di ottimizzazione sul lungo periodo, generalmente acquista maggiore rilievo il Fattore di cattura, dato dal rapporto tra l'MCP e il prezzo medio dell'intervallo di tempo selezionato. Esso offre un metro di paragone relativo, normalizzando il prezzo medio catturato con il prezzo medio zonale di vendita e consentendo quindi di fare dei paragoni per periodi estesi mantenendo le serie storiche più indipendenti dai trend di prezzo e generazione. A differenza della remunerazione semplice questi indici confrontano la remunerazione dell'impianto con un benchmark (prezzo medio dell'elettricità o generazione complessiva), fornendo una metrica standardizzata per confrontare la redditività. L'attenuazione degli effetti di scala risulta un approccio molto vantaggioso quando si confronta la remunerazione delle centrali PV in diversi periodi temporali, luoghi geografici o condizioni di mercato.

Infine, è possibile definire un indice per misurare la volatilità dei flussi di cassa positivi seguendo il medesimo approccio adottato da [7], dove la volatilità viene determinata mediante la deviazione standard degli introiti orari nel periodo interessato dall'analisi:



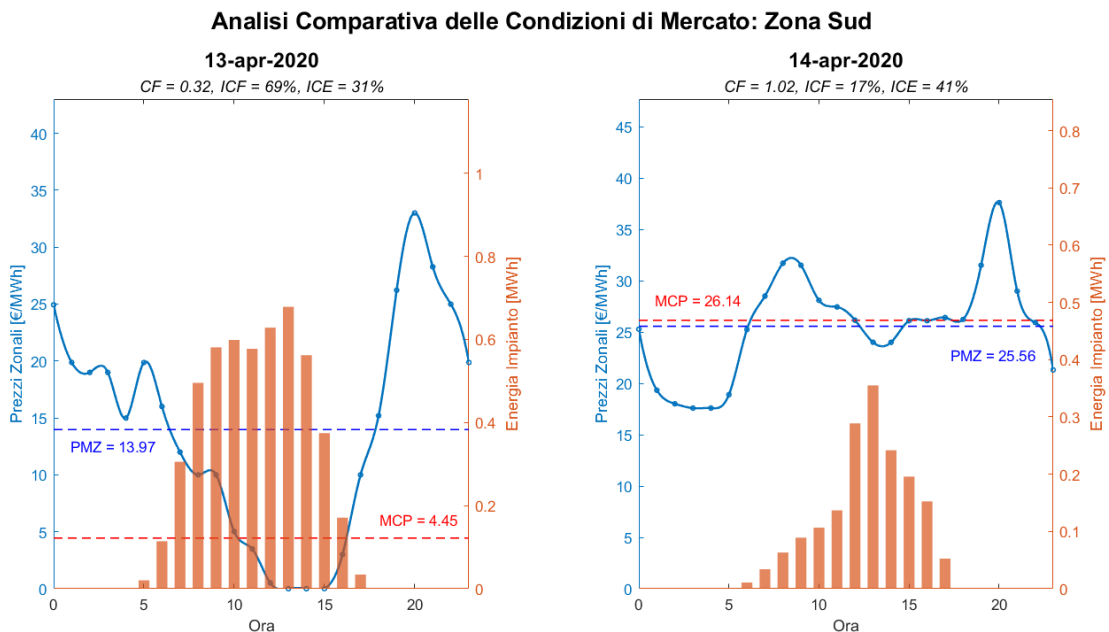
$$v_t^{[j]} = \sqrt{\frac{1}{N_h} \sum_{h=1}^{N_h} \left( MCP_{t,h} - \frac{1}{N_h} \sum_{h=1}^{N_h} MCP_{t,h} \right)^2}$$

( 5. 5 )

### 5.2.1 Dinamiche di cannibalizzazione in condizioni di alta penetrazione solare: comparazione tra due giorni consecutivi

Il Prezzo Medio Catturato (MCP) e il relativo Fattore di Cattura (CF) rappresentano gli indicatori chiave per valutare l'efficacia economica degli impianti virtuali in condizioni di mercato variabile. Un primo studio preliminare si focalizza su due giornate consecutive, il 13 e il 14 aprile 2020, ed è collocato nella zona di mercato Sud. L'obiettivo è dimostrare come la cannibalizzazione di mercato e il relativo impatto sui prezzi orari possa alterare i risultati rispetto a quelli attesi in un esempio pratico.

In figura 31 viene rappresentato il confronto diretto tra le due giornate, dove le percentuali ICE (indice di copertura eolica) e ICF (indice di copertura fotovoltaica) rappresentano rispettivamente la penetrazione eolica e fotovoltaica ottenute nelle ore di funzionamento dell'impianto.



**Figura 31.** Analisi comparativa tra gli indici econometrici del 13/04/2020 e 14/04/2020

Questo restringimento del range orario ha consentito di valutare l'efficacia e la performance operativa degli impianti in condizioni reali di funzionamento, estraniando le dinamiche di prezzo che caratterizzano le ore notturne e che non hanno impatto sulle remunerazioni. La generazione eolica, infatti, presenta una distribuzione temporale meno prevedibile con tendenza ad intensificarsi durante gli orari notturni, rendendo meno valida l'associazione diretta con la performance diurna dei sistemi fotovoltaici. In primo luogo, si possono fare delle considerazioni sul contesto di mercato in cui si sviluppano le due simulazioni: il 13 aprile è stata una giornata ad alto tasso di irraggiamento e la zona di mercato ha registrato una penetrazione solare del 69% sulla domanda, ovvero il 50% in più rispetto al giorno successivo. Il 14 aprile invece è stata una giornata prevalentemente nuvolosa, con condizioni di scarso irraggiamento che hanno interessato gran parte delle regioni meridionali.

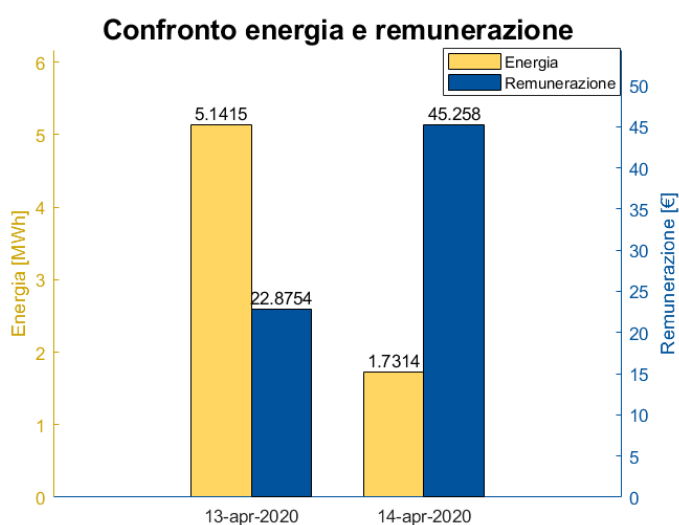
Compatibilmente con le condizioni della zona di mercato di riferimento, il 13 aprile ha mostrato una significativa superiorità in termini di produzione energetica dell'impianto virtuale, con un incremento del 67% rispetto al giorno successivo. Senza contestualizzare le condizioni di prezzo a cui l'impianto ha venduto la propria produzione, si potrebbe erroneamente supporre che il 13 aprile sia stata una giornata più proficua rispetto al giorno successivo; tuttavia, questo aumento nella generazione non si è tradotto in un incremento proporzionale della remunerazione a causa di una marcata riduzione dei prezzi zionali nelle ore centrali.

Analizzando infatti gli indici econometrici precedentemente introdotti, si può notare come il 13 aprile 2020 abbia avuto un Prezzo Medio Zonale (PMZ) di 13,97 €/MWh, quasi tre volte più alto del MCP ottenuto dall'impianto di 4,45 €/MWh. Di conseguenza, il valore medio catturato dall'impianto (MCP) è stato notevolmente ridotto, riflettendo un basso Fattore di Cattura (CF) di 0.32. Nonostante l'impianto fosse in grado di generare una quantità considerevole di energia, il sovraccarico dell'offerta solare nel mercato durante le ore centrali ha compresso i prezzi di vendita, limitando la remunerazione complessiva. Nel giorno successivo la situazione si è invertita: il PMZ è stato leggermente inferiore al MCP, 25.56 €/MWh rispetto a 26.14 €/MWh. Nonostante la netta diminuzione della produzione energetica dell'impianto dovuta a condizioni meteorologiche avverse, il prezzo dell'energia è rimasto generalmente elevato, garantendo prezzi di vendita più favorevoli CF in questa giornata è stato 1.02, suggerendo che i prezzi "catturati" dalla generazione dall'impianto erano superiori alla media zonale, il che ha portato a una remunerazione per unità di energia prodotta più alta rispetto al giorno precedente.

I risultati ottenuti dalla comparazione sono schematizzata in figura 32. Il 13 aprile ha mostrato una significativa superiorità in termini di produzione energetica, con un incremento del 67% rispetto al giorno successivo. La remunerazione è stata inferiore del 50% rispetto a quella del 14 aprile, evidenziando come l'effetto di cannibalizzazione abbia devalorizzato le unità

energetiche vendute. Il giorno seguente, nonostante una produzione notevolmente inferiore, ha beneficiato di condizioni di mercato più favorevoli, con prezzi più elevati che hanno compensato la minore quantità di energia generata.

Questo esempio dimostra come le dinamiche dei prezzi possano essere incisive nelle redditività degli impianti rinnovabili e, in particolar modo, la crescente penetrazione fotovoltaica può rendere questo fenomeno staticamente più rilevante causando incertezza finanziaria per gli investitori. La rimanente parte del capitolo avrà come obiettivo la stima statistica del fenomeno, per comprendere il reale impatto sulla remunerazione nel lungo periodo.

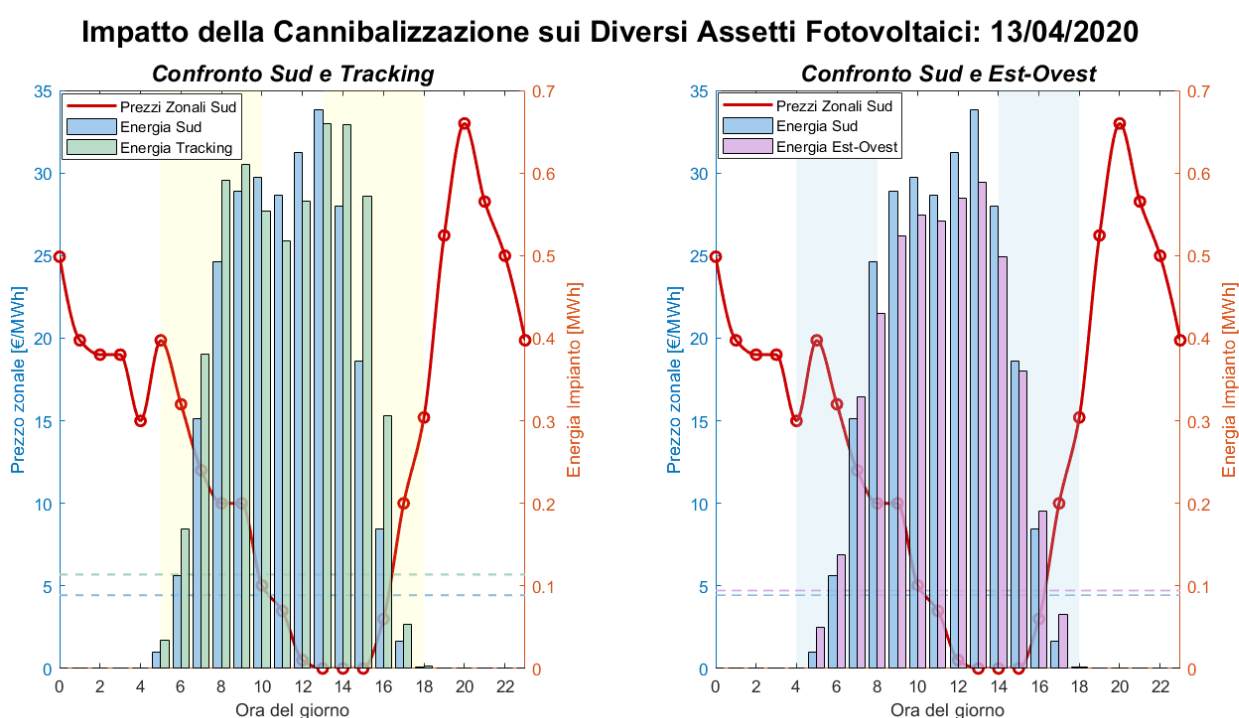


**Figura 32.** Confronto tra remunerazione e energia dei giorni 12 e 13 aprile 2020

*5.2.2 Risposta delle configurazioni Est-Ovest e Tracking al problema della cannibalizzazione*  
Come illustrato nel paragrafo precedente, il 13 aprile 2020 ha costituito un esempio significativo del fenomeno di cannibalizzazione dei prezzi, influenzato dall'elevata penetrazione del fotovoltaico. Durante questa giornata, si è osservata una notevole riduzione della remunerazione per gli impianti con configurazione Sud tradizionale, risultato di un netto abbassamento della curva dei prezzi. Uno degli obiettivi di questa ricerca è quindi di esplorare strategie per mitigare questo problema nel lungo termine. A tale scopo, sono state esaminate e confrontate le performance delle configurazioni a tracking monoassiale e Est-Ovest. Queste configurazioni sono state selezionate per la loro efficacia nel distribuire la generazione energetica lungo l'arco della giornata, evitando così le ore di picco in cui la pressione della cannibalizzazione sui prezzi risulta essere maggiormente accentuata.

La risposta delle diverse configurazioni è rappresentata in figura a, dove le due configurazioni vengono comparate con quella Sud ottimale tradizionale. Le aree gialle e blu rappresentano le fasce orarie dove le configurazioni con tracking monoassiale e Est-Ovest hanno superato, in termini generativi, la configurazione Sud.

L'analisi comparativa ha evidenziato che l'impianto dotato di tracking ha superato la configurazione Sud del 10% in termini di produzione energetica, mostrando una distribuzione energetica ottimizzata nelle fasce orarie mattutine (5:00-9:00) e pomeridiane (14:00-18:00). Questa gestione ha portato a un incremento del 26% nella remunerazione, contribuendo a mitigare gli effetti depressivi sui prezzi durante le ore di picco.



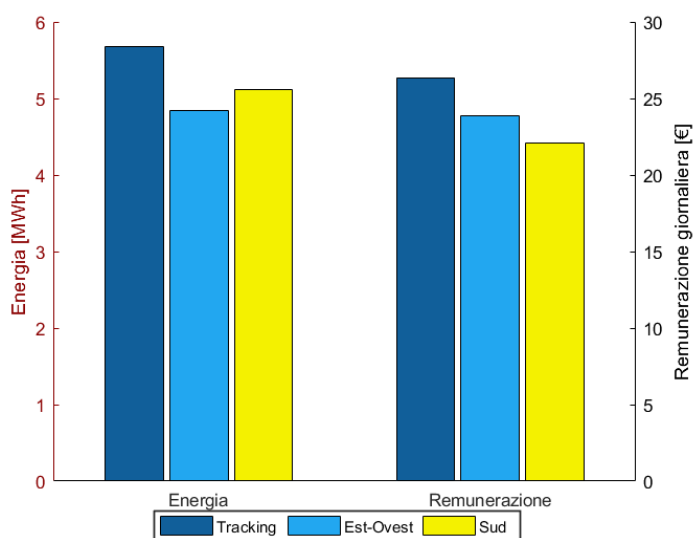
**Figura 33.** Impatto della cannibalizzazione per assetto fotovoltaico Est-Ovest e Tracking

Anche la configurazione Est-Ovest, pur avendo prodotto il 7% di energia in meno rispetto alla configurazione Sud, ha registrato una capacità remunerativa leggermente superiore, grazie a una distribuzione oraria meno concentrata nelle ore centrali del giorno.

La remunerazione deve inoltre tenere in considerazione che i costi di installazione per impianti Est-Ovest è inferiore rispetto alle altre due configurazioni; quindi, l'impatto remunerativo deve essere opportunamente ponderato nelle valutazioni finali. È importante sottolineare che l'analisi è stata condotta nel mese di aprile, tradizionalmente meno vantaggioso per le configurazioni Est-Ovest rispetto ai mesi estivi. Come visto nel Capitolo 2 infatti, nei mesi estivi gli impianti

Est-Ovest sfruttando la maggiore elevazione solare per avere il sole in posizione più perpendicolare durante la sua traiettoria giornaliera, colmando così il divario in termini di generazione energetica rispetto alla configurazione Sud, ma anche superarla in termini di remunerazione netta, grazie alla sua capacità di sfruttare al meglio l'irraggiamento in condizioni ottimali.

Le configurazioni analizzate mostrano quindi un notevole potenziale nel mitigare l'effetto di cannibalizzazione, con diversi aspetti da considerare. Per rendere l'analisi staticamente rilevante è tuttavia necessario condurre delle valutazioni sul lungo periodo, per comprendere quanto questo fenomeno possa elidere il potenziale economico e in che entità queste nuove alternative possano garantire maggiori garanzie finanziarie.



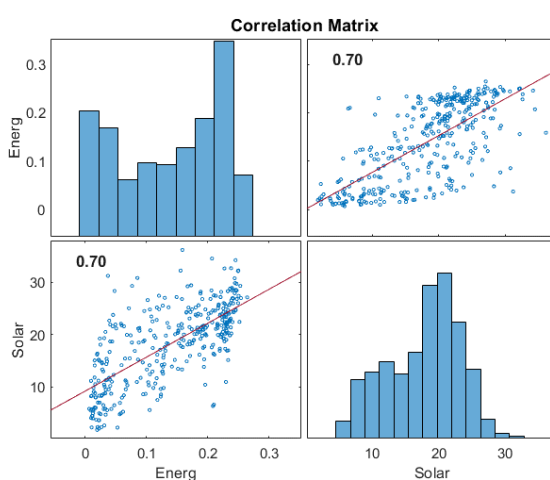
*Figura 34. Confronto energia e remunerazione per le diverse configurazioni per il 14 aprile 2020*

### **5.3 Effetti della cannibalizzazione dei prezzi sullo storico remunerativo annuale: analisi esplorativa dei dati (EDA)**

L'analisi esplorativa dei dati (EDA, dall'inglese *Exploratory Data Analysis*) è una fase preliminare che precede l'applicazione delle procedure statistiche avanzate e consente di ottenere una panoramica generale del fenomeno e del relativo Dataset utilizzato. L'EDA coinvolge il calcolo di statistiche descrittive e la definizione dei principali indici di correlazione tra le variabili, questo consente di fare una prima stima delle ipotesi e condurre l'analisi verso modelli statistici compatibili con gli obiettivi prefissati.

L'analisi condotta nell'anno 2020 può offrire spunti particolarmente interessanti data la situazione unica generata dalla pandemia di COVID-19. Durante questo periodo, diversi fattori hanno influenzato il mercato dell'energia, tra cui una riduzione significativa del consumo energetico dovuta al lockdown e alle restrizioni alle attività industriali e commerciali. In un mercato elettrico con ridotto consumo, la proporzione di energia prodotta da rinnovabili risulta quindi maggiormente significativa e rende più evidente gli effetti causati dalla penetrazione rinnovabile. La comparazione tra il 2020 e un anno dove la copertura fotovoltaica annuale è stata relativamente bassa potrebbe dunque far emergere in maniera più rilevante questo fenomeno.

L'impianto virtuale adottato per questa prima analisi presenta una configurazione Sud fissa con tilt ottimale e GCR pari a 0,5. Come zona di riferimento è stata invece utilizzata la zona Sud, che ha registrato negli anni il livello di penetrazione maggiore tra tutte le zone del mercato italiano. Queste premesse consentono di analizzare la situazione con più alto rischio di cannibalizzazione, con l'obiettivo di far emergere il fenomeno in maniera più netta possibile. Un'analisi preliminare indica una forte correlazione positiva (coefficiente di correlazione di Pearson di 0,70) tra l'energia prodotta dall'impianto e quella generata nella zona di mercato di riferimento, come mostrato in figura 35. Questo alto livello di correlazione suggerisce che le condizioni climatiche generali della zona influenzano significativamente l'impianto simulato. Tuttavia, le variazioni climatiche interzonali, localizzate sulle singole località, non permettono di avere correlazioni di entità maggiore a causa dell'eterogeneità meteorologica presente in ciascun segmento di mercato.



**Figura 35.** Matrice di correlazione tra energia prodotta dall'impianto e energia zonale

Questa osservazione statistica potrebbe per certi aspetti apparire scontata ma presenta un grande rilievo per le singole unità produttive.

La presenza di una forte correlazione tra l'energia generata dall'impianto e l'energia prodotta nella zona di mercato locale fa coincidere i giorni di massima generazione con quelli ad elevato rischio di cannibalizzazione, causando un calo remunerativo proprio nei giorni con aspettative ottimali.

Per evidenziare il fenomeno di cannibalizzazione si presuppone che in un anno a penetrazione rinnovabile contenuta la remunerazione di un impianto aumenti generalmente in proporzione alla sua produzione energetica, poiché una maggiore produzione dovrebbe tradursi in maggiori benefici economici sul mercato elettrico. Tuttavia, in presenza di scenari ad alta penetrazione e rischio di cannibalizzazione, si potrebbe osservare una correlazione inverse nei giorni ad alta generazione, in cui l'aumento della generazione dell'impianto potrebbe non tradursi in una maggiore remunerazione a causa della forte correlazione tra l'elevata produzione dell'impianto e la saturazione del mercato nella zona stessa.

### *5.3.1 Analisi di correlazione bivariata e tabella di stratificazione*

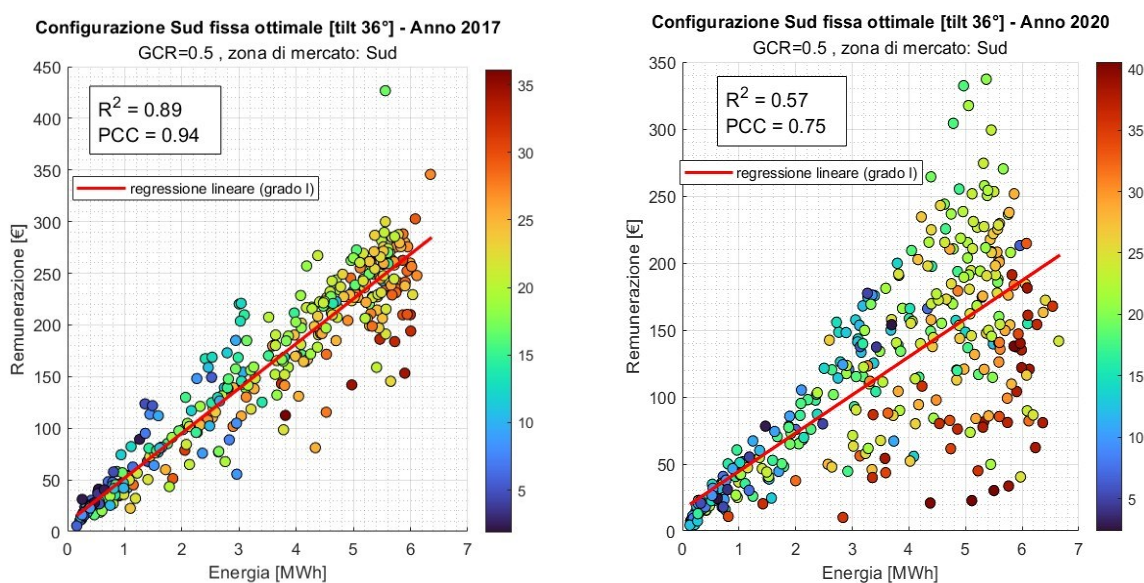
La procedura grafica atta a determinare questo trend è eseguita con una analisi di correlazione bivariata, in cui vengono messe a confronto l'energia generata da un generico impianto e la remunerazione ottenuta attraverso un grafico di dispersione. Attraverso l'utilizzo di due metodologie statistiche, la regressione lineare semplice e il coefficiente di correlazione di Pearson, è possibile evidenziare la dipendenza tra queste due variabili e fare delle prime conclusioni preliminari. Entrambi i metodi proposti applicati ad un'analisi bivariata permettono di indagare unicamente le relazioni lineari tra le variabili. Nella ricerca del fenomeno di cannibalizzazione ci si aspetta che anni con bassa penetrazione fotovoltaica mostrino una forte correlazione positiva tra produzione e remunerazione, mentre anni con alta penetrazione potrebbero evidenziare una minore correlazione a causa della contrazione dei prezzi indotta dalla sovrapproduzione.

I risultati sono stati rappresentati in figura 36 per due anni differenti, il 2020 caratterizzato da una forte penetrazione zonale media e il 2017 in cui la generazione zonale rinnovabile ha avuto un minore impatto sulla copertura della domanda nazionale. I risultati sono ottenuti usando la configurazione tradizionalmente preferita, l'impianto con esposizione orientata a Sud e tilt ottimale.

Dalla figura 36, relativa ai giorni all'anno 2017, emerge un coefficiente di determinazione ( $R^2$ ) di 0.89 e il coefficiente di correlazione di Pearson (PCC) è 0.95, indicando una forte relazione lineare tra l'energia generata e la remunerazione. I punti sono collocati in prossimità della retta

di regressione, indicando che la remunerazione ha un elevato grado prevedibile se rapportata all'energia generata, confermando la linearità teorizzata inizialmente. Infine, la colorazione dei punti rimane contesa principalmente tra blu e verde e risulta progressivamente crescente con la generazione dell'impianto, salvo pochi punti tendenti all'arancione scuro che effettivamente sono addensati a remunerazione inferiore.

Nel 2020 il coefficiente di determinazione scende a 0.57 e il coefficiente di Pearson a 0.75, indicando una relazione meno forte tra l'energia generata e la remunerazione rispetto al 2017. Questo suggerisce una maggiore variabilità nei dati del 2020 e una perdita generale di linearità tra energia e remunerazione. Dall'osservazione del grafico a.b si possono trarre alcune importanti considerazioni di natura più visiva, volte a spiegare il fenomeno appena descritto. In condizioni di bassa produzione energetica, generalmente accompagnata da una minore penetrazione di mercato, la relazione tra le due variabili mantiene una certa linearità. Questo suggerisce che in scenari a bassa competitività di mercato, la remunerazione sostenuta dall'impianto merchant è tanto maggiore quanto è elevata l'energia che l'impianto riesce a produrre. Al contrario, quando la produzione energetica aumenta e la penetrazione di mercato diventa più significativa, si osserva un incremento nella dispersione dei dati. Questo fenomeno indica una perdita di linearità nella correlazione tra le due grandezze, segnalando che le dinamiche di mercato diventano più complesse e meno prevedibili con l'aumento dell'offerta sul mercato della medesima tecnologia, inoltre la dispersione dei punti ad alta penetrazione si addensa al di sotto della curva di regressione, delineando un impatto una contrazione della remunerazione giornaliera nei giorni ad alta copertura rinnovabile.



**Figura 36.** Analisi di linearità bivariata tra remunerazione ed energia per gli anni 2017 e 2020



Una ulteriore conferma può essere ottenuta dalla tabella , in cui vengono confrontati i due indici ottenuti replicando l'analisi e riducendo progressivamente il dataset in funzione della penetrazione rinnovabile. Questa tecnica è chiamata “stratificazione” (o “frazionamento per intervalli”) e permette di analizzare come la relazione tra due variabili cambia all'interno di diversi sottogruppi del dataset.

Nel 2020, come indicato dai valori di Pearson e  $R^2$ , la correlazione e il fitting del modello migliorano man mano che si restringe l'intervallo di penetrazione. Per esempio, il coefficiente di correlazione di Pearson passa da 0.7527 per tutte le fasce a 0.8977 per la fascia di penetrazione < 20%, e l' $R^2$  aumenta da 0.5666 a 0.8759. L'analisi suggerisce che la variabilità della remunerazione è influenzata in modo significativo dalla penetrazione delle rinnovabili. Con una penetrazione inferiore, la relazione tra energia generata e remunerazione diventa più stabile, prevedibile e lineare. Nel 2017 invece i valori di Pearson e  $R^2$  sono già elevati per tutte le fasce e migliorano leggermente con la riduzione della penetrazione, passando da 0.9445 a 0.9576 per Pearson e da 0.89220 a 0.9169 per  $R^2$ .

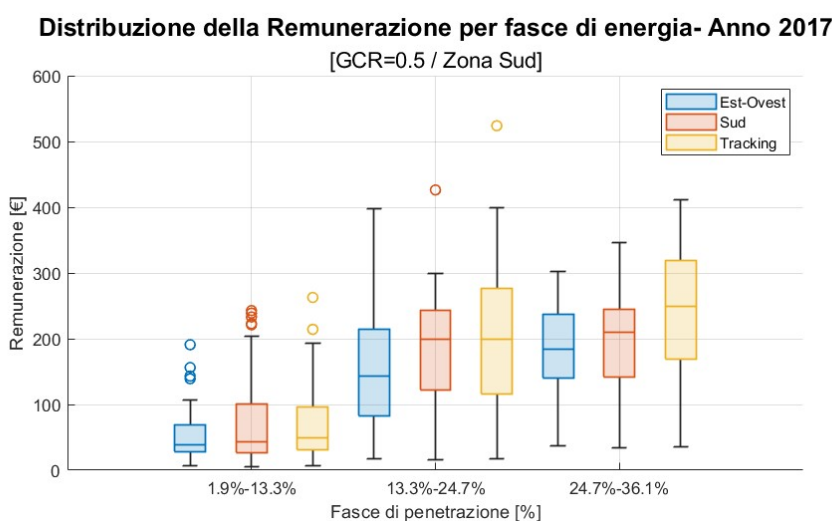
In conclusione, l'analisi bivariata, combinata con il frazionamento in intervalli di penetrazione, supportano l'idea che l'aumento della penetrazione delle rinnovabili porta a una maggiore variabilità e imprevedibilità dei prezzi, evidenziando il fenomeno della cannibalizzazione. Quando la penetrazione delle rinnovabili è alta, l'energia generata non si traduce sempre in una remunerazione proporzionale a causa della sovrabbondanza di offerta e della conseguente diminuzione dei prezzi. Nel 2017 la cannibalizzazione è meno evidente rispetto al 2020 ma c'è comunque una leggera tendenza alla riduzione della variabilità dei prezzi con la diminuzione della penetrazione delle rinnovabili.

Intervalli di penetrazione	2020			2017		
	Pearson	$R^2$	Elementi	Pearson	$R^2$	Elementi
Tutte le fasce	0.7527	0.5666	366	0.9445	0.89220	365
< 35%	0.8152	0.6645	336	0.9452	0.8934	364
< 30%	0.8365	0.6998	316	0.9518	0.9059	354
< 25%	0.8595	0.7812	260	0.9570	0.9158	300
< 20%	0.8977	0.8759	170	0.9576	0.9169	187

### 5.3.2 Analisi della distribuzione remunerativa nelle diverse fasce di penetrazione

Infine , l'analisi di regressione lineare condotta nel Capitolo 3, ha rivelato che in condizioni di elevata penetrazione solare ed eolica , la relazione tra energia prodotta e remunerazione perde di linearità. Questo indica che un incremento della produzione energetica non corrisponde

necessariamente a un aumento proporzionale della remunerazione. Tale fenomeno si è rivelato marcato in condizioni di alta penetrazione fotovoltaica, suggerendo la presenza del fenomeno di cannibalizzazione. Per comprendere se la perdita di linearità corrisponde a un comportamento ribassista della remunerazione statisticamente rilevante, è stata adottata una metodologia basata sui box plot, che consente di studiare la distribuzione della remunerazione in relazione ai diversi livelli di generazione zonale per le diverse configurazioni in esame. Nello specifico per questa analisi, sono state individuate tre fasce di penetrazione dividendo in modo equo l'intervallo compreso tra la massima e la minima percentuale di penetrazione per ciascuno dei due anni scelti (2017 e 2020). Per ciascun anno sono state comparate le distribuzioni di remunerazione di tre configurazioni: quella orientata fissa Sud con angolo di tilt ottimale, la configurazione Est-Ovest con tilt di 15° e quella a tracking monoassiale con asse nella direttrice Nord-Sud. Il confronto tra le due distribuzioni della remunerazione per fasce di penetrazione dell'energia per gli anni 2017 e 2020 fornisce alcune osservazioni interessanti, legate sia al fenomeno della cannibalizzazione che al comportamento delle diverse tipologie di installazione fotovoltaica. Nel 2017, l'analisi della distribuzione delle remunerazioni per fasce di penetrazione rivelava una tendenza all'aumento della mediana della remunerazione con crescente penetrazione energetica, indicando generalmente remunerazioni inferiori in condizioni di bassa penetrazione rispetto a quelle di alta penetrazione. Nonostante ciò, il restringimento del “gap” tra le fasce medie e alte di penetrazione suggerisce un marginale incremento di remunerazione, che potrebbe indicare un limite oltre il quale la remunerazione potrebbe subire un’inversione di tendenza. Si osserva anche una maggiore variabilità nelle remunerazioni nelle fasce di penetrazione più alta, specialmente per le configurazioni Sud e Tracking, rispetto alla configurazione Est-Ovest, indicando un rischio potenzialmente maggiore ma anche opportunità di guadagno superiori nelle prime due configurazioni.

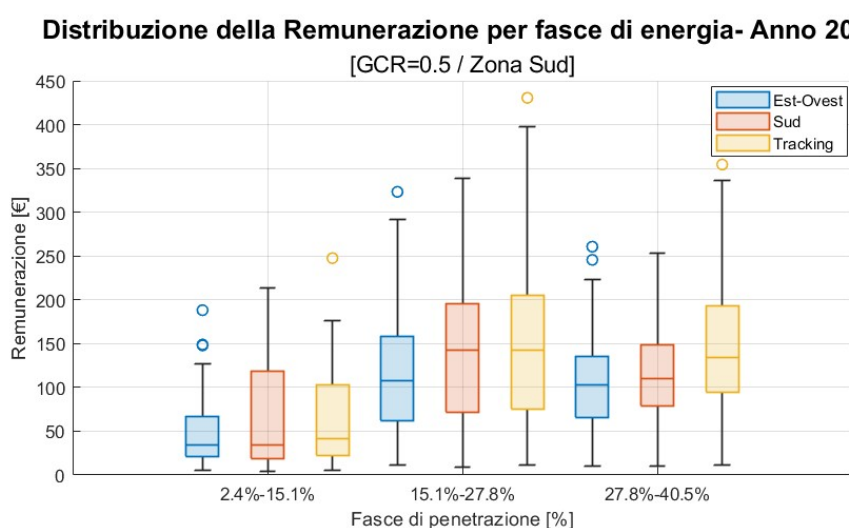


**Figura 37.** Distribuzione della remunerazione per fasce di energia nell'anno 2017

L'analisi della remunerazione degli impianti fotovoltaici nel 2020, rappresentata nella figura 38, evidenzia come l'aumento della penetrazione rinnovabile non corrisponda necessariamente a una crescita proporzionale della remunerazione. Infatti, sebbene la remunerazione aumenti tra la prima e la seconda fascia di penetrazione, nella terza fascia (27.8%-40.5%) si osserva una significativa diminuzione della mediana della remunerazione per tutte le configurazioni.

Tuttavia, l'entità di questa variazione è diversa per ciascuna configurazione e potrebbe suggerire comportamenti più o meno sensibili al fenomeno. Gli impianti con orientamento Est-Ovest preservano una distribuzione della remunerazione più bassa in tutte e tre le fasce; tuttavia, l'entità della riduzione tra seconda e terza fascia è molto più contenuta rispetto alle concorrenti (-5%), suggerendo una potenziale resilienza a tali condizioni di mercato. La configurazione Sud ha invece manifestato il comportamento peggiore, registrando un calo drastico della remunerazione e allineandosi con la distribuzione della configurazione Est-Ovest.

Nonostante la configurazione Est-Ovest abbia dimostrato un minor impatto relativo, la migliore risposta in termini assoluti è invece garantita dalla configurazione a tracking, dove la riduzione statistica della serie storica remunerativa rimane più limitata e garantisce una buona remunerazione anche in condizioni di elevata penetrazione zonale.



**Figura 38.** Distribuzione della remunerazione per fasce di energia per l'anno 2020

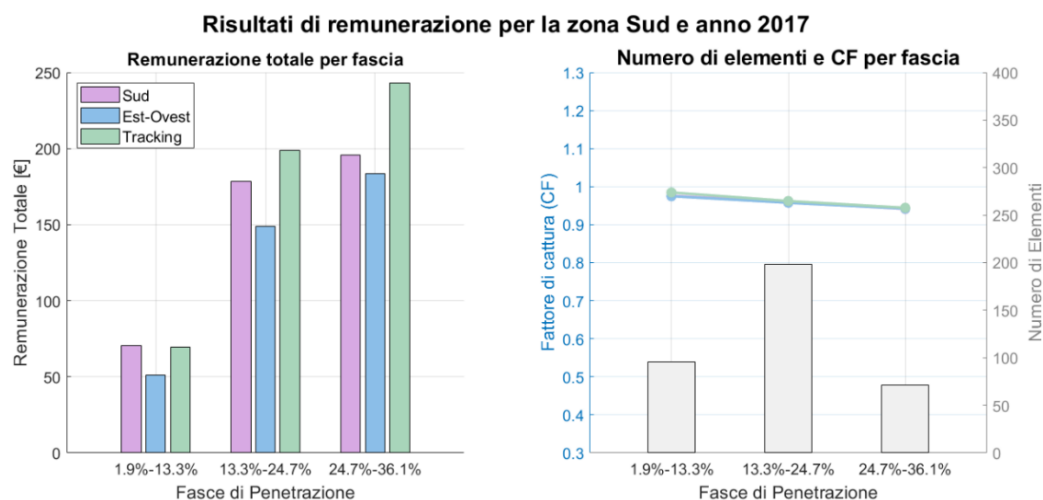
In conclusione, possiamo quindi definire come la configurazione Sud tradizionale sia la meno adatta a supportare scenari ad alta penetrazione che si potrebbero verificare in futuro, la configurazione Est-Ovest, nonostante le remunerazioni più contenute, presentano un miglior comportamento in risposta a questo problema. Le configurazioni con tracking invece presentano costi più elevati di installazioni ma garantiscono una maggiore remunerazione in condizioni di media e alta remunerazione.

### 5.3.3 Conclusioni sull'analisi EDA

L'obiettivo primario dell'analisi esplorativa dei dati (EDA) consiste nell'identificare un quadro complessivo del fenomeno studiato, che verrà successivamente delineato con maggiore precisione attraverso metodologie statistiche avanzate e verifiche.

Nell'analisi a fasce relativa al 2017, presentata in figura 39, si osserva che la media delle remunerazioni nelle diverse fasce mostra una tendenza generale all'incremento in correlazione con il livello di penetrazione del mercato. Tale andamento è attribuibile alle condizioni ambientali e meteorologiche della zona di mercato di riferimento che, entro certi limiti statistici, risultano favorevoli anche alla produzione dell'impianto virtuale. Con un aumento della produzione energetica e una conseguente alta penetrazione di mercato, si registra generalmente un incremento nella generazione di energia, il che si riflette in remunerazioni superiori.

La figura 39 evidenzia l'indice di cattura, il quale mostra una lieve tendenza al decremento in tutte le configurazioni analizzate. Questo suggerisce che un aumento delle condizioni di penetrazione potrebbe influenzare negativamente sulla capacità di massimizzare i ricavi per unità di energia.

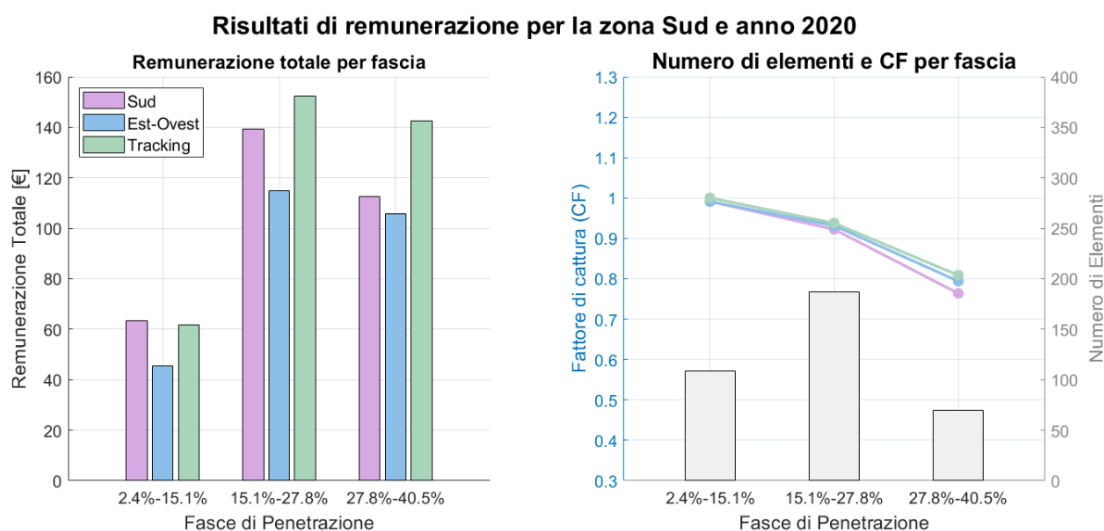


**Figura 39.** Risultati dell'analisi EDA per l'anno 2017

I risultati più rilevanti emergono dall'analisi dati del 2020, presentati in figura 40, che mostrano un comportamento nettamente differente dal 2017 in particolare, si evidenzia una significativa contrazione della remunerazione media nella fascia di alta penetrazione, con riduzione particolarmente pronunciata per la configurazione Sud. Questo fenomeno potrebbe essere interpretato come un effetto di cannibalizzazione sulla generazione energetica degli impianti,

una dinamica che sembra essere confermata dall'analisi del fattore di cattura medio (CF) illustrato in figura 40, dove si osserva un calo deciso nella fascia ad alta penetrazione e il CF assume valori inferiori a 0,8. Tale tendenza suggerisce che la distribuzione della generazione sulle fasce orarie diventi un aspetto sempre più critico all'aumentare della penetrazione zonale, implicando potenzialmente severe ripercussioni sulla remunerazione complessiva degli impianti in contesti in cui la generazione zonale dovesse aumentare.

In conclusione, l'analisi dei dati ha fatto emergere delle peculiarità interessanti, su cui fondare il modello statistico principale atto ad analizzare il fenomeno. In primo luogo, il modello statistico deve ricercare una correlazione tra il livello di penetrazione raggiunto dalla zona di mercato e la remunerazione dell'impianto, evidenziando l'impatto che l'energia generata e la sua distribuzione (CF) può avere nella remunerazione. Il modello deve essere applicabile per le varie configurazioni fotovoltaiche e in diverse zone di mercato, per rilevare lo scostamento di comportamento. Dall'analisi è inoltre emerso una certa linearità tra remunerazione ed energia in condizioni di penetrazione bassa, mentre in condizioni di penetrazione alte si riscontra una maggiore volatilità e tendenza progressiva alla riduzione, con parallelo riduzione del fattore di cattura. Tutte queste informazioni suggeriscono che un approccio a cluster di penetrazione potrebbe consentire di isolare il Dataset originale in frazioni più piccole, dove il fenomeno è più evidente e maggiormente rilevabile.



*Figura 40. Risultati dell'analisi EDA per anno 2020*

## **6 Ottimizzazione tecnico-economica di impianti Utility Scale e impatto del rapporto GCR-Tilt sull'efficienza remunerativa**

Il software implementato per la misura degli ombreggiamenti sistematici e la simulazione del backtracking verranno utilizzate in questo capitolo al fine di ottimizzare la progettazione degli impianti utility scale. L'approccio adottato è quello della Response Surface Methodology (RSM), che impiega un'iterazione di simulazioni variando i parametri di tilt e Ground Coverage Ratio (GCR) per generare una superficie di risposta della remunerazione. Questa superficie descrive la relazione funzionale tra le variabili indipendenti e l'output misurato, facilitando l'identificazione delle configurazioni ottimali e permettendo l'esecuzione di un'analisi di sensibilità su configurazioni subottimali vicine. Questa metodologia è particolarmente vantaggiosa rispetto ai tradizionali algoritmi di ottimizzazione, poiché evita il rischio di convergenza verso massimi locali, dirigendosi invece verso soluzioni ottimali assolute. Il focus di questo capitolo è quindi l'esplorazione e la definizione delle configurazioni ottimali per impianti fotovoltaici utility scale, con un'attenzione specifica all'impatto dei parametri di tilt e GCR in scenari di alta penetrazione solare. Tali scenari possono indurre significative variazioni nei prezzi zionali dell'energia, alterando l'equilibrio tra produttività energetica e remunerazione dell'impianto. La valutazione delle perdite dovute agli ombreggiamenti diviene quindi un punto critico dell'analisi. Un GCR elevato, pur aumentando la densità di potenza per unità di superficie e riducendo i costi unitari dell'impianto, può ridurre la produttività complessiva a causa delle maggiori perdite di efficienza dovute all'ombreggiamento. Pertanto, può diventare di grande interesse effettuare analisi più approfondite per determinare il rapporto ottimale tra tilt e GCR che massimizzi sia la densità di installazione che la sostenibilità economica del progetto.

Inoltre, mediante il confronto tra i risultati ottenuti dal software implementato in Matlab e quelli forniti da PVGIS, sarà possibile stimare l'entità della sovrastima presente nei dati di PVGIS, i quali non prendono in considerazione le perdite dovute a ombreggiamento. Questo confronto consente di delineare delle superfici di scarto percentuale, strumento potenzialmente utile agli utenti di PVGIS per valutare la precisione e l'affidabilità dei valori forniti dallo strumento per specifici range di tilt e GCR.

### **6.1 Analisi della remunerazione per variazioni di Tilt e GCR in Configurazione Sud : le curve di risposta**

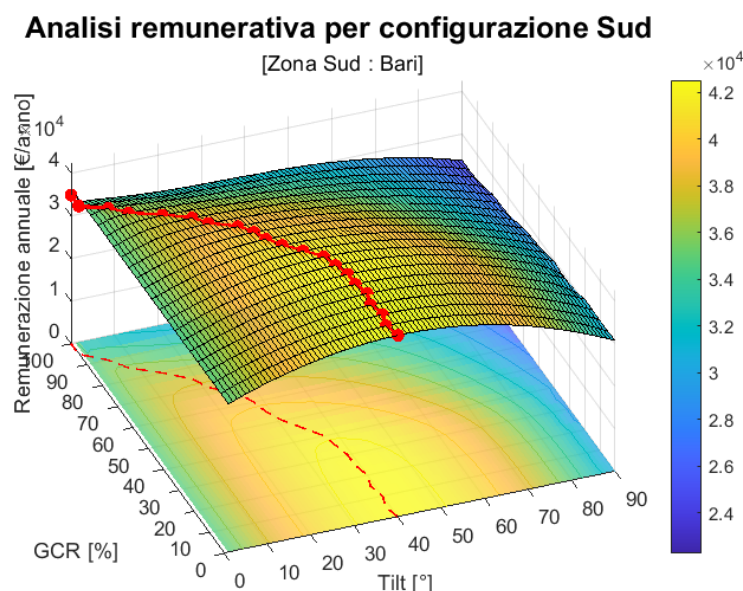
Il presente lavoro ha esaminato le dinamiche di efficienza produttiva e remunerativa di tre diverse configurazioni Utility Scale, con particolare attenzione agli effetti introdotti dalle

variabili di Tilt e GCR. L'utilizzo del software sviluppato in Matlab ha consentito di quantificare l'energia e la remunerazione oraria di ciascun impianto in analisi, considerando le perdite dovute agli ombreggiamenti sistematici. I modelli di calcolo implementati si sono contraddistinti per il loro costo computazionale contenuto e buona velocità di calcolo, questo consente di conseguire analisi relativamente rapide e iterative per ricercare la soluzione remunerativa ottimale senza l'ausilio di algoritmi di ottimizzazione più complessi. Un possibile sviluppo commerciale dell'algoritmo potrebbe ridurre ulteriormente i tempi di ricerca delle soluzioni ottimali, riducendo il numero di simulazioni e prevedendo la rimanente parte della griglia attraverso tecniche predittive di machine learning; tuttavia, per gli scopi di questo lavoro si sono simulate tutte le possibili configurazioni del piano Tilt-GCR, consentendo di ottenere la massima precisione possibile nei risultati.

Dalle simulazioni ottenute è quindi possibile ricreare una "curva di risposta", per analizzare come la remunerazione della configurazione scelta si comporti al variare di tilt e GCR.

Per il caso di studio del 2020 nel Sud Italia, la Figura 41 mostra la curva di risposta per la configurazione orientata a Sud. L'asse y relativo al GCR è stato suddiviso in 20 intervalli e per ciascun valore si è ricercato il valore di tilt ottimale, le coppie di parametri ottimali sono rappresentati quindi dalla linea spezzata rossa. Studiando la curva dell'ottimo remunerativo emerge come il tilt ottimale rimane pressoché costante fino ad un GCR del 30%, successivamente un incremento del GCR porta a una diminuzione dell'inclinazione ottimale, necessaria quindi per ridurre le perdite per ombreggiamento.

Nel caso limite con GCR del 100%, il tilt ottimale scende a zero, influenzato dagli ombreggiamenti troppo intensi. Questo definisce come la soluzione ottimale può coincidere con quella a tilt ottimale solo entro certi limiti di GCR, superati i quali le perdite di ombreggiamento impattano in maniera non più trascurabile nel processo di ottimizzazione. Questi limiti sono direttamente legati alle traiettorie solari della località analizzata e sono soggetti a variazioni in funzione della longitudine e della latitudine del sito di installazione. Una possibile applicazione pratica legata alla curva dell'ottimo remunerativo potrebbe per esempio essere quella di stimare se una variazione del GCR o del tilt, comporti una variazione di remunerazione tale da giustificare una riduzione o un aumento del suolo occupato. Questo obiettivo è tuttavia esterno a quelli proposti da questo lavoro, in quanto dovrebbe essere correlato ad una analisi CAPEX attualizzata al periodo di progettazione e alla posizione geografica del sito.

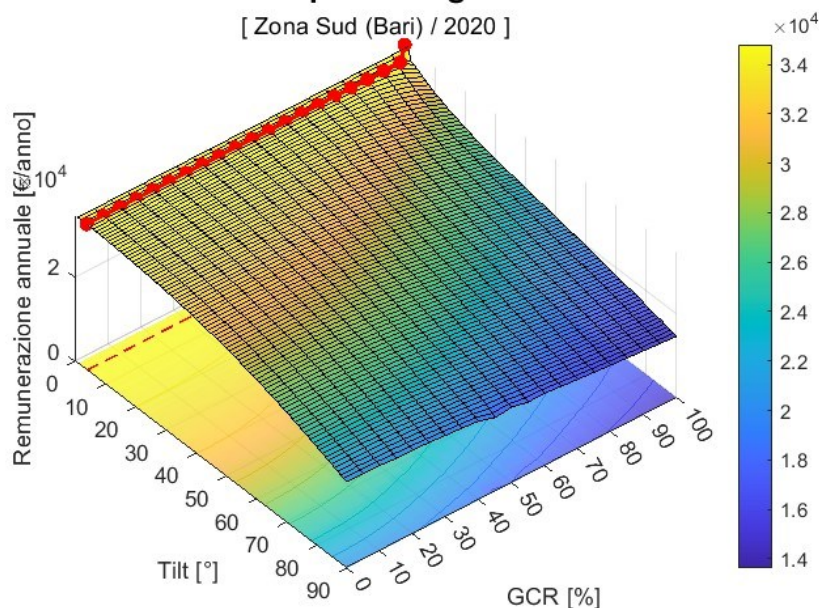


**Figura 41.** Curva di risposta della configurazione orientata a Sud ( Bari,2020)

Una procedura del tutto analoga può essere utilizzata per realizzare la superficie di risposta della configurazione Est-Ovest , rappresentata in figura 42. Il risultato ottenuto presenta notevoli diversità rispetto a quella Sud appena analizzata; La curva dell'ottimo remunerativo in questo caso oscilla tra 2° e 3°, tuttavia, questa soluzione proposta dall'algorithm risulta teoricamente non implementabile. Pannelli installati con un angolo molto basso tendono ad accumulare più sporcizia, detriti, foglie e neve, poiché la gravità non aiuta tanto nella loro rimozione naturale e il drenaggio dell'acqua piovana. Inoltre, i moduli hanno bisogno di una buona ventilazione per mantenere la temperatura operativa ottimale. Un'installazione con inclinazione bassa può limitare il flusso d'aria intorno ai pannelli, aumentando il loro surriscaldamento e potenzialmente riducendo l'efficienza e la durata operativa. Per tutti questi motivi il tilt minimo adottabile nelle applicazioni pratiche sarà necessariamente più elevato e , a questo proposito ,può diventare rilevante analizzare la curva di risposta per comprendere se questo fattore possa o meno comportare cali di redditività e in quale dimensione. Questa trattazione sarà approfondita del prossimo paragrafo , dove verrà stabilito in maniera più rigorosa con quale entità gli ombreggiamenti sistematici fanno divergere la simulazione ideale fornita da PVGIS con quella realistica corretta dal programma.



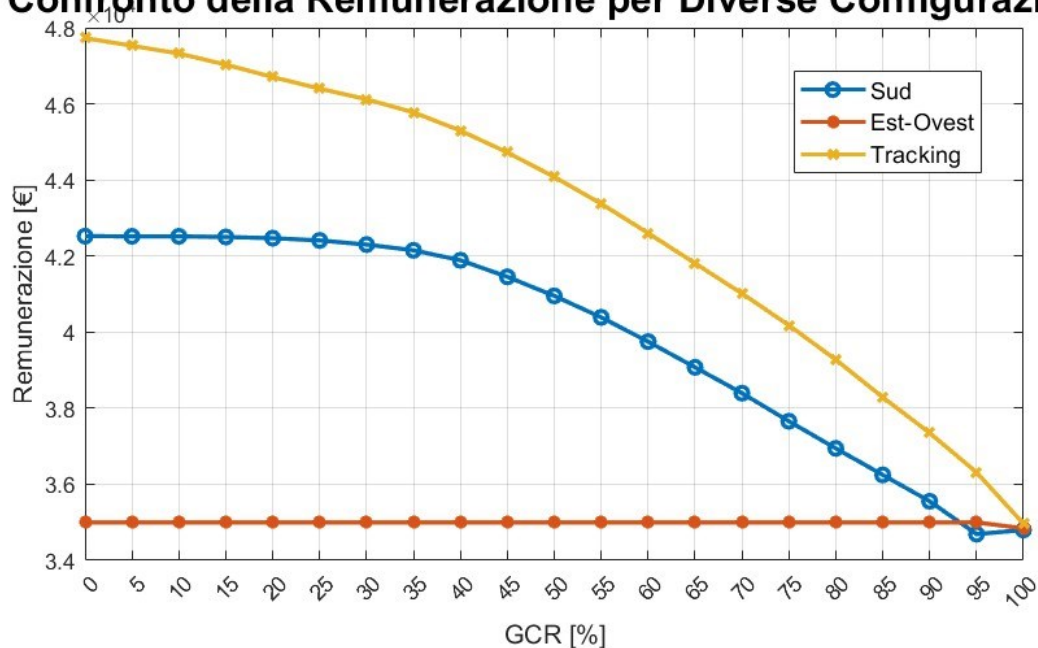
## Analisi remunerativa per configurazione Est-Ovest



**Figura 42.** Curva di risposta per la configurazione Est-Ovest ( Bari,2020)

In conclusione, lo studio condotto può consentire di effettuare una analisi comparativa tra diverse configurazioni di impianti fotovoltaici, variando il parametro del GCR e mantenendo il parametro di tilt ottimale delle configurazioni fisse. La configurazione a tracking non necessita di alcuna superficie di risposta poiché presenta inclinazione nulla, può essere pertanto direttamente comparata con le curve degli ottimi remunerativi precedentemente ottenute. Il confronto remunerativo è rappresentato in figura 43; Tra le configurazioni analizzate, quella a tracking risulta la più remunerativa ad ogni valore di GCR considerato, convergendo con la configurazione Est-Ovest quando il GCR raggiunge il 100%. In questo scenario puramente ideale una qualsiasi rotazione del tracker comporta ombreggiamenti totali della superficie attiva e, pertanto, l'adozione dell'algoritmo di backtracking comporta un orientamento perfettamente orizzontale, avvicinandosi dunque alle performance di un impianto a configurazione Est-Ovest con tilt contenuto. Confrontando le diverse curve si denota infine uno scostamento variabile in relazione al GCR adottato; nella condizione ideale con GCR nullo, il tracking supera la configurazione Sud dell'11% e quella Est-Ovest del 27%. All'aumentare del GCR le curve tendono a convergere e con un GCR del 60%, questo vantaggio si riduce rispettivamente al 6% e al 18%. Il tracking tende quindi a ridurre il proprio vantaggio remunerativo rispetto alle altre configurazioni, delineando maggiori perdite in funzione della densità di suolo occupata. Anche in questo caso si denota quindi una marcata non linearità delle tendenze remunerative, fattore che può assumere un ruolo critico durante la fase di progettazione.

## Confronto della Remunerazione per Diverse Configurazioni



*Figura 43. Confronto remunerativo tra configurazioni al variare del GCR*

Si vuole comunque precisare che la fattibilità finanziaria di singoli progetti dipende anche dal costo associato alla realizzazione delle singole configurazioni, la cui stima è fortemente variabile negli anni e in funzione dell'area geografica di installazione. In linea generale, il tracking comporta costi superiori legati alla complessità delle strutture di sostegno, mentre la configurazione Est-Ovest beneficia di costi inferiori grazie alla condivisione delle strutture di supporto tra i filari e una minor occupazione del suolo. In impianti ad alto GCR la soluzione Est-Ovest potrebbe assumere quindi maggiore rilievo vista la minor area necessaria e il differenziale remunerativo più contenuto rispetto alle altre configurazioni, mentre per GCR bassi la configurazione a tracking monoassiale potrebbe dimostrare maggior potenziale.

## 6.2 Analisi dello scarto remunerativo tra scenari PVGIS e modello sviluppato

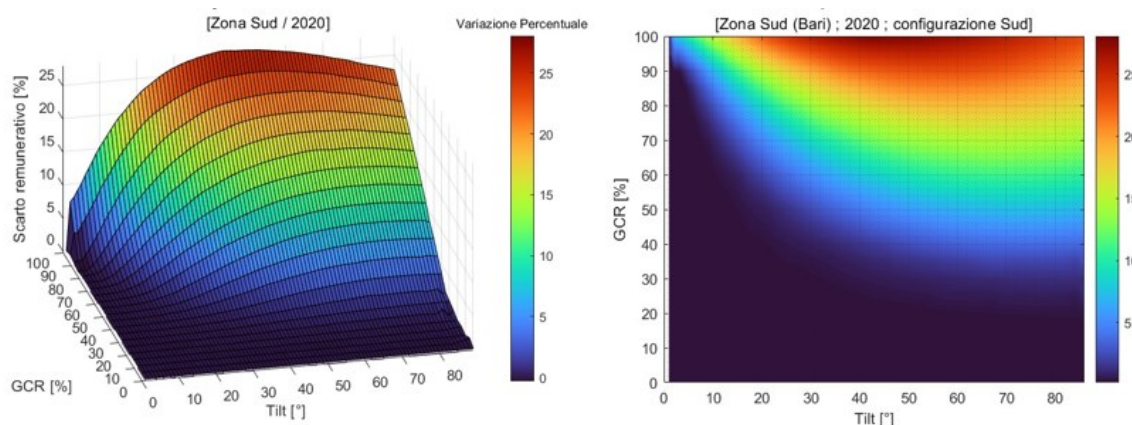
L'analisi di ottimizzazione ha evidenziato come le caratteristiche spaziali e le conseguenti perdite di ombreggiamento, possano influenzare in maniera considerevole i parametri di progetto ottimali. Questo aspetto di ottimizzazione non viene tuttavia preso direttamente in considerazione da PVGIS e questo limite può causare inevitabilmente una sovrastima della generazione in fase di progetto. Il programma Matlab implementato può quindi essere utilizzato per definire specifici range del piano Tilt-GCR in cui i risultati ottenuti da PVGIS hanno subito una sovrastima non trascurabile a causa delle perdite troppo consistenti. Un'analisi di questo

tipo consente di stimare l'impatto dei mutui ombreggiamenti sulle configurazioni analizzate e offre uno strumento utile agli utilizzatori di PVGIS per comprendere i range di attendibilità dei risultati senza sovrastimarli in maniera rilevante.

La rappresentazione dei dati segue le modalità del paragrafo precedente, attraverso la generazione di curve di risposta (figura 44.1) che mostrano lo scarto remunerativo, definito come la sovrastima percentuale della simulazione PVGIS rispetto al modello sviluppato. La visualizzazione bidimensionale (figura 44.2) consente invece di delineare con maggiore precisione le fasce percentuali dello scarto remunerativo, al fine di rendere lo strumento intuitivo da utilizzare .

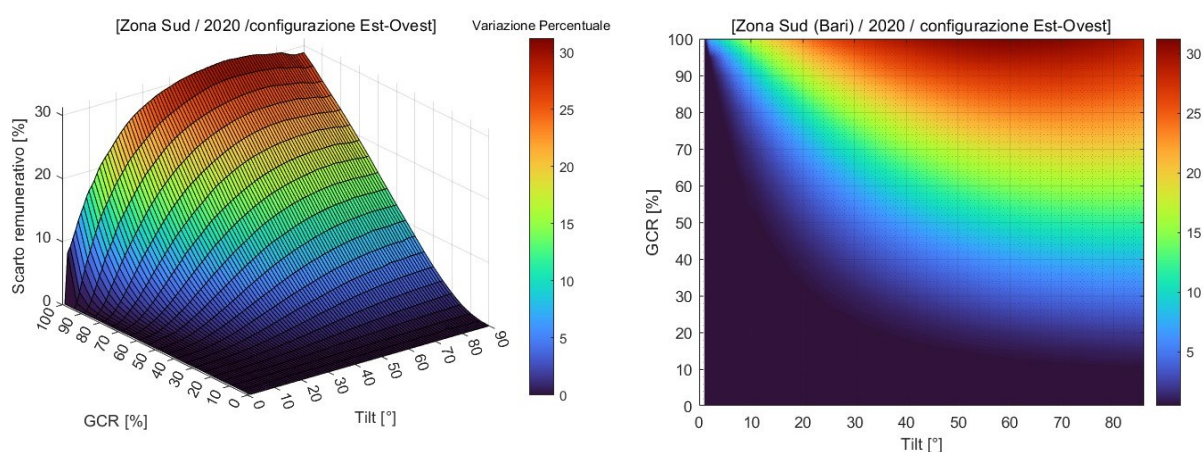
Per valori di GCR inferiori al 20%, indipendentemente dall'angolo di tilt scelto, le due simulazioni tendono a convergere con uno scarto inferiore allo 0,18% indipendentemente dall'angolo di tilt dell'impianto. Per GCR più elevati, invece, l'effetto delle perdite diviene più marcato e la discrepanza tra le configurazioni più significativa , assumendo scostamenti che vanno dal 5% nella zona azzurra fino al 27% della zona rossa. Utilizzare angoli di tilt ridotti, tipicamente inferiori a 20°, permette di incrementare la densità di installazione per unità di superficie minimizzando le perdite significative, mentre per angoli di tilt prossimi agli ottimali potrebbe essere raccomandabile mantenere un GCR inferiore al 30% per limitare l'impatto delle perdite di ombreggiamento sistematico.

Si conclude evidenziando che la scelta di adottare il tilt ottimale suggerito da PVGIS può essere vantaggiosa solo per GCR inferiori al 30%. L'adozione dello stesso angolo per GCR superiori potrebbe risultare in una sovrastima dei risultati da parte di PVGIS, che varia tra l'1% e il 28%, influenzando negativamente l'affidabilità dei risultati ottenuti.



**Figura 44.** Scarto remunerativo percentuale tra il modello simulato e PVGIS per la configurazione Sud ( zona Bari)

Risultati analoghi sono stati ottenuti per la configurazione Est-Ovest, come illustrato nella figura 45. Nel paragrafo precedente è stato introdotto il problema relativo all'angolo di tilt minimo da adottare. La soluzione ottimale si situava vicino a angoli quasi nulli, che tuttavia non sono praticabili per le ragioni già discusse. Pertanto, si può stimare l'effetto dell'utilizzo di una configurazione subottimale con un tilt maggiore, considerando un intervallo di tilt tra i 5° e i 10°. Per GCR fino al 55%, le perdite risultano inferiori allo 0,8% e possono quindi essere considerate trascurabili. Per GCR superiori al 55%, tuttavia, l'entità delle perdite aumenta con l'incremento del GCR e del tilt, raggiungendo il 17% nel caso più sfavorevole. Questi risultati suggeriscono che l'impatto degli ombreggiamenti sulla configurazione Est-Ovest non è trascurabile quando si adottano GCR elevati e che le stime fornite da PVGIS possono risultare sovrastimate. Pertanto, il range di tilt tra 10° e 15°, frequentemente raccomandato in letteratura, può effettivamente essere valido solo per GCR inferiori al 40%. Superato tale valore, l'adozione di tali angoli di tilt può portare a effetti significativi sulle perdite di produttività, influenzando negativamente la remunerazione dell'impianto fotovoltaico.

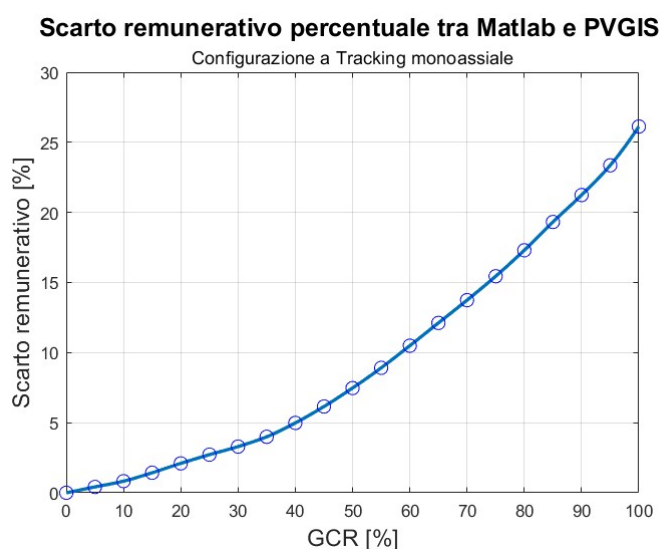


**Figura 45.** Scarto remunerativo percentuale tra il modello sviluppato e PVGIS per la configurazione Est-Ovest (zona Bari)

Per comprendere e aggiornare meglio i risultati ottenuti è possibile fare delle considerazioni legate alle tendenze di progettazione future. La scelta della coppia Tilt-GCR è profondamente influenzata dal costo unitario dell'impianto e alla remunerazione conseguibile. In periodi caratterizzati da elevati costi di componente, l'ottimizzazione della produttività per unità di superficie si attuava mediante l'adozione di un angolo di tilt ottimale e un Ground Coverage Ratio (GCR) relativamente basso. Tale scelta derivava dalla minore rilevanza economica del costo del terreno rispetto al costo complessivo dell'impianto, e dalla conseguente ricerca di una massima efficienza energetica per MWh, incentivata dai meccanismi di sostegno economico.

In periodi caratterizzati da elevati costi dei componenti, l'ottimizzazione della produttività per unità di superficie si attuava mediante l'adozione di un angolo di tilt ottimale e un Ground Coverage Ratio (GCR) relativamente basso. Tale scelta derivava dalla minore rilevanza economica del costo del terreno rispetto al costo complessivo dell'impianto, e dalla conseguente ricerca di una massima efficienza energetica per MWh, incentivata dai meccanismi di sostegno economico. In futuro l'abbassamento dei costi diretti dell'impianto potrebbero portare a favorire installazioni ad alta densità di superficie attiva e la problematica relative ai mutui ombreggiamenti assumerebbe un ruolo ancora più determinante in fase di progettazione.

I risultati più problematici sono stati infine osservati nella configurazione con tracking monoassiale, rappresentati dalla curva di risposta in figura 46. Lo scarto remunerativo risulta inferiore a l'1% solo per GCR inferiori al 10% , mentre tende a crescere successivamente con tendenza più che lineare. È importante notare che un GCR di convergenza al di sotto del 10% è raramente praticabile in scenari reali, data la necessità di ottimizzare l'uso dello spazio disponibile per massimizzare la capacità installata. Di conseguenza, qualsiasi ipotesi basata sulla rotazione libera del tracking, come quella presupposta da PVGIS, risulta inaffidabile e richiede correzioni significative per riflettere accuratamente la realtà operativa degli impianti. In assenza di un algoritmo di supporto adeguato, l'interpretazione iniziale avrebbe potuto erroneamente suggerire che la configurazione con tracking monoassiale fosse universalmente più vantaggiosa. Tuttavia, l'introduzione dell'analisi delle perdite per ombreggiamento ha permesso di effettuare un confronto più accurato e realistico tra le diverse opzioni di configurazione degli array.



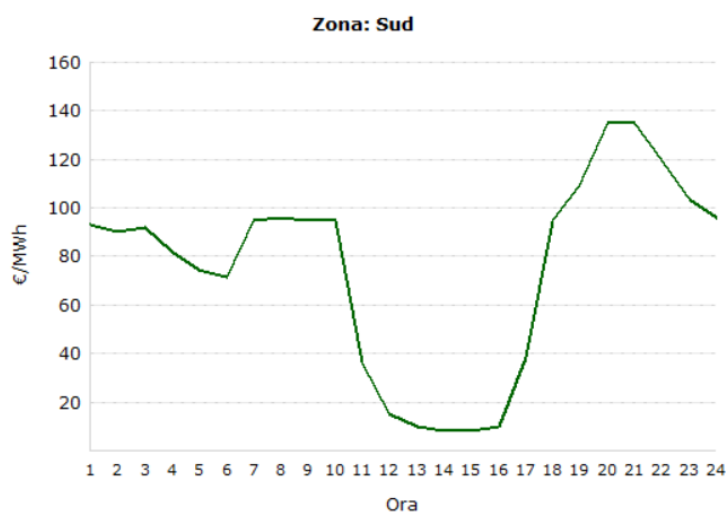
**Figura 46.** Scarto remunerativo percentuale per configurazione a Tracking monoassiale



Questo studio ha dimostrato che senza una valutazione precisa delle perdite indotte dall'ombreggiamento, le stime di rendimento potrebbero risultare sovrastimate, portando a decisioni di investimento non ottimali. Solo attraverso studi dettagliati e l'uso di modelli correttivi, come quello proposto, si può assicurare che la stima di efficienza e remunerazione degli impianti fotovoltaici riflettano accuratamente le prestazioni reali.

### 6.3 Valutazione e analisi della variabilità remunerativa in condizioni di elevata penetrazione solare zonale

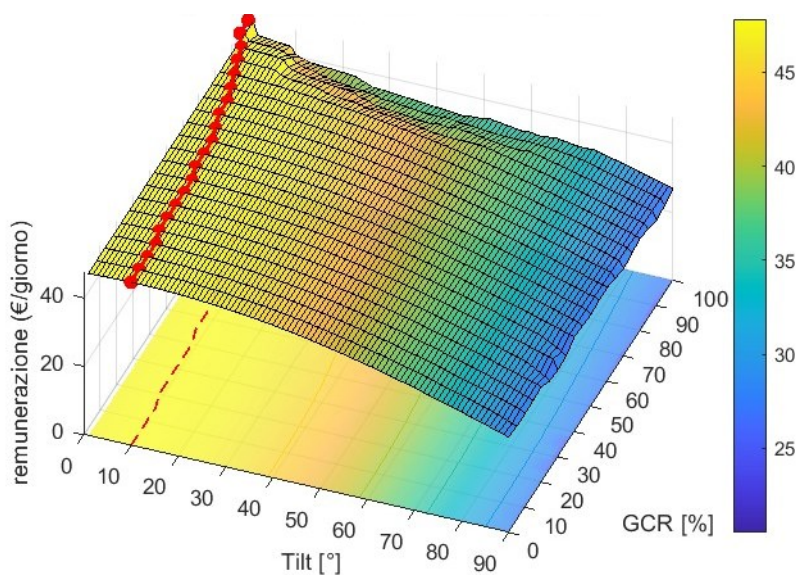
L'ultimo obiettivo di questa ricerca mira ad analizzare le configurazioni ottimali in scenari di elevata penetrazione solare, una condizione che può indurre un abbassamento dei prezzi nelle ore centrali della giornata, portando alla cosiddetta cannibalizzazione del valore di mercato della generazione energetica. Gli esiti statistici presentati nel capitolo 4 hanno evidenziato una perdita di linearità tra l'energia generata e la remunerazione in tali condizioni di mercato. Pertanto, è stato adottato un approccio di analisi localizzato su un singolo giorno che ha registrato un significativo avvallamento della curva dei prezzi zonali, per identificare le configurazioni che avrebbero generato la maggiore remunerazione, focalizzandosi in particolare sulle coppie Tilt-GCR ottimali.



**Figura 47.** Prezzi zonali zona Sud : 13/aprile/2020 [3]

Il 13 aprile 2020, caratterizzato da una notevole penetrazione eolica e solare durante le ore centrali, è stato preso come giorno di riferimento. L'andamento dei prezzi zonali di quel giorno, illustrato in figura 47, è stato estratto dagli esiti di mercato del sito GME e potrebbe riflettere

le tendenze future in scenari di crescente penetrazione rinnovabile. Come mostrato in figura 48, si è osservata una netta riduzione dell'angolo di tilt ottimale per ciascun GCR esaminato sotto condizioni di forte avvallamento dei prezzi. In particolare, la configurazione Sud ha visto compromessa la generazione del picco pomeridiano, spingendo l' algoritmo a favorire un tilt compreso tra  $10^\circ$  e  $0^\circ$ . Questo ha permesso di distribuire la generazione nelle ore marginali della giornata, evitando così l'avvallamento delle ore centrali e ottimizzando la remunerazione giornaliera dell'impianto.



**Figura 48.** Superficie di risposta giornaliera per configurazione fissa Sud : 13/aprile/2020

Per comprendere le dinamiche di questa variazione è stata condotta una analisi comparativa tra l'impianto configurato per massimizzare la remunerazione annuale e quello ottimizzato per massimizzare i rendimenti in una singola giornata di elevata penetrazione solare. La configurazione subottimale giornaliera, sebbene abbia prodotto meno energia totale, ha ottimizzato la distribuzione della generazione nelle ore periferiche del giorno, garantendosi prezzi di vendita superiori grazie alla minore saturazione del mercato in tali orari. In ottica di un mercato futuro dove questo genere di avvallamenti possono diventare più frequenti, la tendenza dell'inclinazione delle configurazioni Sud potrebbe quindi cambiare e discostarsi da quella ottimale.

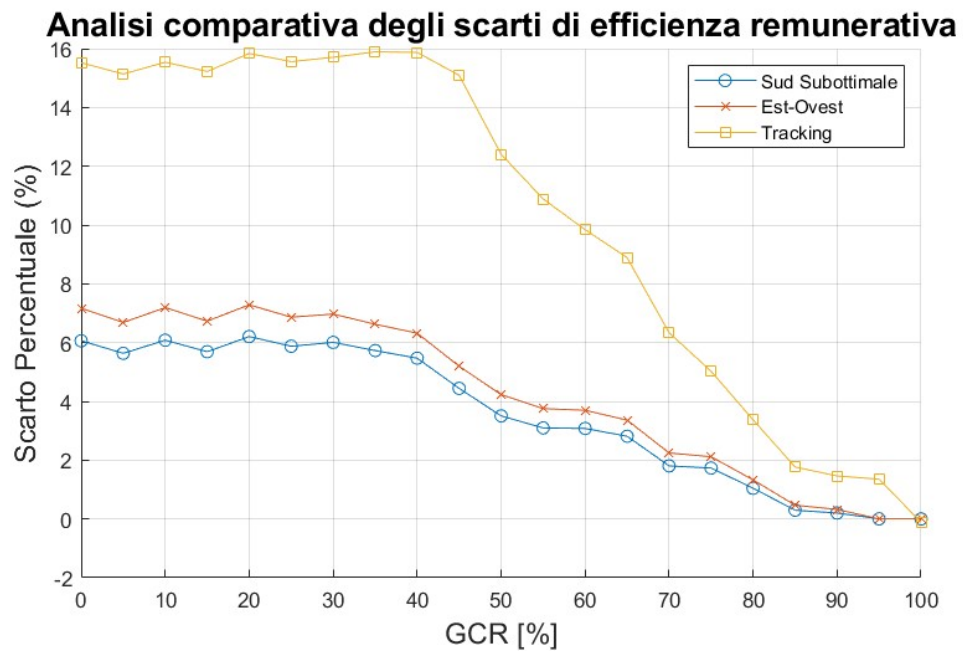
La configurazione Est-Ovest ha mantenuto le stesse caratteristiche dell'impostazione annuale ottimale, dimostrando una maggiore resilienza alle variazioni della curva di prezzo, senza necessità di adattamenti significativi del tilt.

Per ottenere dei risultati comparativi tra le diverse configurazioni sono state confrontate le performance remunerative dei diversi impianti (figura 49). Per questo fine sono state comparate i differenziali remunerativi tra le configurazioni in esame e quella ottimale annuale con esposizione a Sud. Per tutte e tre le configurazioni alternative si è registrato un miglioramento delle performance remunerative, evidenziando come le condizioni di mercato possano influenzare in maniera rilevante le scelte progettuali. Si è osservato che fino a un GCR del 40%, lo scostamento tra le curve di rendimento è rimasto stabile, con il miglior rendimento di remuneratività attribuito alla configurazione con tracking monoassiale. Superato tale valore, si è osservato una progressiva riduzione dello scarto percentuale, con le curve che tendono a convergere verso minime differenze in condizioni di GCR alte. Il caso limite di GCR al 100% vede una sovrapposizione delle curve, legata al fatto che in questo scenario tutte e tre le configurazioni risultano perfettamente orizzontali per tutte le 24 ore.

Confrontando i differenziali percentuali della configurazione Est-Ovest e Sud emerge una certa somiglianza di trend legata al fatto che tilt molto bassi portano le due curve di generazione ad essere più comparabili in termini di distribuzione oraria. tuttavia, è fondamentale sottolineare che la configurazione Est-Ovest occupa una superficie complessiva inferiore rispetto a quella Sud, risultando in un costo unitario dell'impianto decisamente più basso. Di conseguenza, l'adozione di una configurazione Sud con un tilt ridotto non appare giustificata in scenari caratterizzati da un marcato avvallamento dei prezzi, in quanto i parametri finanziari, che includono l'analisi dei costi, indicherebbero una deviazione dall'efficienza economica ottimale del progetto.

In conclusione, l'esame delle dinamiche di mercato ha evidenziato come gli avvallamenti significativi nei prezzi favoriscano le configurazioni a tracking monoassiale e Est-Ovest. Queste configurazioni potrebbero emergere come alternative valide e potenzialmente più vantaggiose in contesti di elevata penetrazione delle energie rinnovabili.





**Figura 49.** *Analisi comparativa degli scarti di efficienza remunerativa per le configurazioni Sud, Est-Ovest e tracking monoassiale 13/04/2020*

## 7 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha avuto come obiettivo principale lo studio dell'ottimizzazione tecnico-economica degli impianti fotovoltaici Utility Scale, con particolare attenzione sull'analisi dell'impatto del rapporto tra Ground Coverage Ratio (GCR) e tilt sulle prestazioni remunerative dell'impianto. L'adozione di metodologie di ottimizzazione grafica come la Response Surface Methodology (RSM) e l'implementazione di algoritmi in ambiente MATLAB hanno permesso di approfondire la comprensione delle dinamiche che governano la progettazione ottimale degli impianti.

La prima parte della ricerca ha consentito di ottenere uno stimare realistiche delle perdite dovute agli ombreggiamenti sistematici, utilizzando il software sviluppato per simulare l'effetto dell'ombreggiamento e del backtracking. Questo ha consentito di quantificare in maniera accurata la sovrastima dei dati di produzione energetica forniti da strumenti come PVGIS, che non considerano adeguatamente le perdite per ombreggiamento, fornendo così una stima più realistica delle prestazioni dell'impianto. Le analisi hanno rivelato che le perdite significative si concentrano principalmente nelle ore mattutine e serali, quando l'elevazione del sole è bassa e gli ombreggiamenti sono maggiormente impattanti. Poiché queste ore coincidono spesso con i periodi di prezzi energetici più elevati sul mercato, il valore di queste perdite può risultare amplificato e di notevole interesse. Inoltre, gli obiettivi di questa ricerca si allineano con le tendenze di progettazione future; Tradizionalmente, la progettazione degli impianti fotovoltaici era orientata a massimizzare l'efficienza energetica per unità di superficie, spesso mediante l'adozione di un tilt ottimale e un GCR relativamente elevato. Questo approccio derivava dalla minore rilevanza economica del costo del terreno rispetto al costo complessivo dell'impianto e dalla ricerca di una maggiore efficienza energetica per MWh, spesso incentivata dai meccanismi di sostegno economico. Tuttavia, con l'abbassamento progressivo dei costi delle tecnologie fotovoltaiche e l'aumento della loro efficienza, li sviluppatori tendono ora a privilegiare l'installazione di impianti in superfici più piccole, adottando configurazioni che minimizzino il consumo di suolo senza compromettere significativamente l'output energetico. Questo cambio di tendenza potrebbe favorire quindi l'adozione di GCR elevati e rendere di maggior rilievo l'impatto degli ombreggiamenti sistematici sulla fattibilità economica del progetto.

Un'altra componente fondamentale di questa ricerca è stata l'analisi delle configurazioni ottimali per massimizzare la remunerazione, tenendo conto delle variazioni dei prezzi zonali dell'energia in scenari di alta penetrazione solare. Questo studio ha rivelato che configurazioni alternative degli impianti, come quelle Est-Ovest e con tracking monoassiale, possono offrire

una remunerazione più stabile e minimizzare il rischio di cannibalizzazione dei prezzi, che si verifica durante le ore di picco di produzione solare. In condizioni di elevata penetrazione i modelli regressivi hanno evidenziato una progressiva tendenza alla non linearità e una contrazione dei ricavi, sottolineando come in un contesto a forte impatto rinnovabile gli impianti potrebbero essere soggetti alla cannibalizzazione dei propri ricavi.

Le simulazioni effettuate hanno mostrato come variazioni nei parametri di GCR e tilt influenzano significativamente l'efficienza energetica ed economica degli impianti. In particolare, è stato possibile delineare delle superfici di risposta che spiegano la relazione funzionale tra queste variabili e l'output energetico, facilitando così l'identificazione delle configurazioni più vantaggiose per uno specifico contesto di mercato.

In conclusione, i risultati ottenuti in questa tesi non solo ampliano la conoscenza tecnica nel campo degli impianti fotovoltaici Utility Scale, ma offrono anche strumenti pratici e linee guida per i progettisti e gli sviluppatori, aiutando a massimizzare sia la remunerazione economica. L'integrazione delle analisi di sensitività e delle superfici di risposta sviluppate attraverso MATLAB rappresenta un passo avanti significativo nel modo in cui gli impianti fotovoltaici possono essere progettati e ottimizzati, adattandosi efficacemente alle sfide di un mercato energetico in rapida evoluzione.

## 8 Bibliografía

- [1] Muneer, T., Solar radiation model for Europe. *Building Services Engineering Research and Technology* 1990, 11(4), 153-163.
- [2] Gracia, A. M., & Huld, T. (2013). Performance comparison of different models for the estimation of global irradiance on inclined surfaces: Validation of the model implemented in PVGIS. *Energies*, 6(8), 4079-4101.
- [3] Joint Research Centre. *PVGIS User Manual*. Retrieved from [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en)
- [4] Joint Research Centre. *PVGIS Data Sources & Calculation Methods*. Retrieved from [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods\\_en#ref-5-calculation-of-pv-power-output](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_en#ref-5-calculation-of-pv-power-output)
- [5] Michalsky, J.J. (1988). "The Astronomical Almanac's algorithm for approximate solar position (1950–2050)." *Solar Energy*, 40(3), 227-235.
- [6] Blanco-Muriel, M., Alarcón-Padilla, D.C., López-Moratalla, T., & Lara-Coira, M. (2001). "Computing the solar vector." *Solar Energy*, 70(5), 431-441.
- [7] Reda, I., & Andreas, A. (2004). "Solar position algorithm for solar radiation applications." *Solar Energy*, 76(5), 577-589.
- [8] Deline, C.; Dobos, A.; Janzou, S.; Meydbrey, J.; Donoval, M. (2013). "A Simplified Model of Uniform Shading in Large Photovoltaic Arrays." *Solar Energy* (96); pp. 274-282. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X13002739>
- [9] Gilman, P.; Dobos, A.; DiOrio, N.; Freeman, J.; Janzou, S.; Ryberg, D. (n.d.). SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update (NREL Report No. 67399.pdf). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.
- [10] D. Passias and B. Källbäck, "Shading effects in rows of solar cell panels", *Solar Cells*, Volume 11, Pages 281-291. 1984. DOI: 10.1016/0379-6787(84)90017-6
- [11] William F. Holmgren, Clifford W. Hansen, and Mark A. Mikofski. "Pvlib python: a python package for modeling solar energy systems." *Journal of Open-Source Software*, 3(29), 884, (2018). <https://doi.org/10.21105/joss.00884>

- [12] Lorenzo, E., Narvarte, L., & Muñoz, J. (2011). Tracking and back-tracking. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(6), 747-753. <https://doi.org/10.1002/pip.1085>
- [13] Silva, M., Roberts, J. J., & Prado, P. O. (2021). Calculation of the Shading Factors for Solar Modules with MATLAB. *Energies*, 14(15), 4713. <https://doi.org/10.3390/en14154713>
- [14] Swaid, S., Appelbaum, J., & Aronescu, A. (2021). Shading and Masking of PV Collectors on Horizontal and Sloped Planes Facing South and North—A Comparative Study. *Energies*, 14(13), 3850. <https://doi.org/10.3390/en14133850>
- [15]. Jones, R.E., Jr.; Burkhart, J.F. Shading effect of collector row tilt toward the equator. *Sol. Energy* 1981, 26, 563–565.
- [16] Cascone, Y.; Corrado, V.; Serra, V. Calculation procedure of the shading factor under complex boundary conditions. *Sol. Energy* 2011, 85, 2524–2539.
- [17] Appelbaum J, View factors to ground of photovoltaic collectors. *J Sol Energy Eng.* 2916. 138. 064501-1-6, <http://dx.doi.org/10.1115/1.4034316>
- [18] Peña, J. I., Rodríguez, R., & Mayoral, S. (2022). Cannibalization, depredation, and market remuneration of power plants. *Energy Policy*, 167, 113086. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113086>
- [19] López Prol, J., Steininger, K. W., & Zilberman, D. (2020). The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. *Energy Economics*, 85, 104552. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104552>
- [20] Lannhard, F. (2023). Cannibalization of Renewable Energy in Spain: Market Implications and Mitigation Strategies through Carbon Pricing and Guarantees of Origin. Master's thesis, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.
- [21] Reichenberg, L., Ekholm, T., & Boomsma, T. (2023). Revenue and risk of variable renewable electricity investment: The cannibalization effect under high market penetration. *Energy*, 284, 128419. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128419>
- [22] Clò, S., Cataldi, A., & Zoppoli, P. (2015). The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy*, 77, 79-88.

- [23] Rintamäki, T., Siddiqui, A. S., & Salo, A. (2017). Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany. *Energy Economics*, 62, 270-282.
- [24] ENTSO-E Transparency Platform. (2023). Retrieved November 19, 2023, from <https://transparency.entsoe.eu/>
- [25] Hosseini Imani, M.; Bompard, E.; Colella, P.; Huang, T. (2021). Impact of Wind and Solar Generation on the Italian Zonal Electricity Price. *Energies*, 14(18), 5858. <https://doi.org/10.3390/en14185858>
- [26] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, *Trends in Photovoltaic Applications 2023*. IEA-PVPS, 2023. [Online]. Disponibile: [https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/10/PVPS\\_Trends\\_Report\\_2023\\_WEB.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/10/PVPS_Trends_Report_2023_WEB.pdf)
- [27] pvXchange. (2024). Price Index. Retrieved from <https://www.pvxchange.com/Price-Index>
- [28] Feldman, D., Dummit, K., Zuboy, J., Smith, B., Stright, D., Heine, M., & Margolis, R. (2023). *Fall 2023 Solar Industry Update*. Strategic Energy Analysis Center, Center for Integrated Mobility Sciences, Boston Government Services, NREL. Presentation.
- [29]"Ellomay Solar Italy Eighteen srl, 'Progetto di un impianto di produzione di energia elettrica denominato "ELLO18 SOLAR 1" (impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a 9.820,80 kWp), ubicato a Camino al Tagliamento,' Verifica, SCR 1947, Comune sede dell'opera: Camino al Tagliamento (UD), Regione Autonoma Friuli-Venezia Giulia. Stato della pratica: conclusa, 2020.[Online].<https://lexview-int.regione.fvg.it/serviziovia/Dettaglio.asp?IDDOM=36721>. [Accesso:10/06/2024]."
- [30] Enel, "Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione Sezione I: Tempi e costi medi di realizzazione," 2014. [Online]. Disponibile su: [https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/connessione\\_alla\\_rete/regole\\_tecniche/SEZI\\_27\\_marzo\\_2014\\_sez\\_i.pdf](https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/connessione_alla_rete/regole_tecniche/SEZI_27_marzo_2014_sez_i.pdf). [Accesso: 17-06-2024].
- [31]CREA - Consiglio per la ricerca in agricoltura e l'analisi dell'economia agraria. (2023). *Banca Dati dei Valori Fondiari*. Recuperato da <https://www.crea.gov.it/web/politiche-e-bioeconomia/-/banca-dati-valori-fondiari-bdvf>

- [32] Würzburg, K., Labandeira, X., & Linares, P. (2013). Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics*, 40(Supplement 1), S159-S171.
- [33] Gelabert, L., Labandeira, X., & Linares, P. (2011). An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices. *Energy Economics*, 33(Supplement 1), S59-S65.
- [34] Ciarreta, A., Pizarro-Irizar, C., & Zarraga, A. (2020). Renewable energy regulation and structural breaks: An empirical analysis of Spanish electricity price volatility. *Energy Economics*, 88, 104749.
- [35] QualEnergia.it. (2023). Formazione del prezzo nei mercati elettrici: criticità e soluzioni al caro energia e il futuro delle rinnovabili. *QualEnergia*. <https://www.qualenergia.it/pro/articoli-pro/formazione-prezzo-mercati-elettrici-criticita-soluzioni-caro-energia-futuro-rinnovabili/>
- [36] Mercato Elettrico Italiano. (2024). Esiti MGP. Recuperato il 9 luglio 2024, da <https://www.mercatoelettrico.org/It/Esiti/MGP/EsitiMGP.aspx>