



ALMA MATER STUDIORUM
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

Dipartimento di
Ingegneria dell'Informazione e dell'Energia Elettrica
“Guglielmo Marconi”
DEI

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE
IN
INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA

MODELLING DI SISTEMI FOTOVOLTAICI CON ACCUMULO
PER APPLICAZIONI UTILITY SCALE E CONFRONTO CON
SOFTWARE COMMERCIALI

Candidato:
Giuseppe Bentivenga

Relatore:
Dr. Prof. Davide Fabiani

Correlatori:
Dr. Francesco Lo Franco
Dr. Simone Vincenzo Suraci

Anno Accademico 2024/2025
Sessione V

Abstract

La crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER) nella rete elettrica, dettata anche dagli obiettivi di decarbonizzazione fissati dalla Commissione Europea, ha complicato la gestione e il controllo dei sistemi elettrici. Le FER, interfacciate alla rete mediante convertitori di elettronica di potenza, riducono l'inerzia complessiva del sistema e introducono una variabilità intrinseca nella produzione, rendendo la rete meno stabile e resiliente. In questo contesto, i sistemi di accumulo, specie quelli elettrochimici (BESS), rappresentano una soluzione promettente per fornire flessibilità e stabilità compensando le fluttuazioni della generazione rinnovabile.

Il presente lavoro sviluppa un modello di simulazione per un impianto ibrido fotovoltaico e sistema di accumulo (FV+BESS) con l'obiettivo di supportare il progettista nelle fasi di pre-dimensionamento del sistema. Il modello fotovoltaico è stato validato confrontando i risultati ottenuti con le simulazioni del software commerciale PVSyst su diverse configurazioni di installazione, ottenendo un errore inferiore al 2% negli scenari analizzati. Il comportamento del BESS, invece, è stato modellato mediante un approccio euristico *price-based* ed è stato utilizzato per effettuare un'analisi comparativa tra l'accoppiamento del sistema di accumulo con il fotovoltaico in corrente alternata e quello in corrente continua.

Il modello ha dimostrato come la configurazione ottimale dipenda dalla strategia operativa adottata e dagli obiettivi stabiliti. L'accoppiamento in DC risulta vantaggioso quando la quota di energia fotovoltaica immessa nel BESS è predominante rispetto a quella importata da rete, mentre l'accoppiamento in alternata riporta un vantaggio prevalentemente economico negli impianti con una batteria di taglia nettamente superiore a quella del fotovoltaico.

Indice

Abstract	3
1 Introduzione	6
2 Metodi di modellizzazione	9
2.1 Fotovoltaico	9
2.1.1 Modello di producibilità fotovoltaica	9
2.1.2 Modello delle perdite del sistema fotovoltaico	17
2.1.3 Modello dell'efficienza dell'inverter	22
2.1.4 Metodo di allocazione dei moduli agli inverter	27
2.2 Sistema di accumulo stazionario	29
2.2.1 Analisi del funzionamento dei sistemi di accumulo nel Mercato Elettrico italiano	29
2.2.2 Modello di operazione del sistema di accumulo	35
2.2.3 Modello delle perdite della batteria	36
2.2.4 Configurazioni di connessione del BESS al fotovoltaico	38
3 Risultati	41
3.1 Differenze tra il modello sviluppato e PVSyst	41
3.1.1 Descrizione degli scenari di confronto	42
3.1.2 Confronto con PVSyst per impianti a tilt fisso	44
3.1.3 Confronto con PVSyst per impianti con sistema di inseguimento monoassiale	48
3.2 Valutazione delle perdite tra accoppiamento AC e DC	49
3.2.1 Carica dal solo fotovoltaico	50
3.2.2 Carica da fotovoltaico e da rete	55
Conclusioni	61

Capitolo 1

Introduzione

Il continuo incremento della domanda energetica associato alla necessità di far fronte alle problematiche derivanti dal cambiamento climatico sta portando a una maggiore penetrazione all'interno del mix energetico italiano e mondiale delle fonti rinnovabili, in particolare del fotovoltaico. Le nuove installazioni mondiali sono, difatti, prevalentemente di energia rinnovabile. Nel 2024 in Cina, solare ed eolico hanno costituito l'83% della nuova capacità installata; in Europa e Stati Uniti sono stati installati rispettivamente 64 GW_p e 36.2 GW_{ac}. Il settore utility, ossia gli impianti di taglia pari o superiore a 1 MW, è il principale fattore trainante di questa crescita: il fotovoltaico utility-scale ha rappresentato il 60% delle nuove installazioni solari in Cina, il 42% in Europa e l'85% circa negli Stati Uniti. Una crescita significativa si è registrata anche in India, dove è stato riportato un aumento delle installazioni fotovoltaiche del 92% rispetto all'anno precedente, e in Pakistan che con l'aggiunta di 17 GW_{ac} di nuova capacità è risultato il quarto mercato per potenza fotovoltaica installata nel 2024. Questa crescita è stata incentivata dalla disponibilità di moduli di produzione cinese a prezzi molto contenuti [1].

L'impiego di FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) è fondamentale per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione stabiliti dalla Commissione Europea, che prevedono una riduzione delle emissioni di gas serra del 55% rispetto ai valori del 1990 entro il 2030. Tuttavia, ciò complica la gestione della rete elettrica e la rende meno stabile e resiliente. Le principali fonti di energia rinnovabile, quali il solare e l'eolico, sono intrinsecamente non programmabili e la loro produzione è soggetta alla variabilità delle condizioni meteorologiche e non è necessariamente correlata all'andamento della domanda elettrica. Ne consegue un disallineamento temporale tra generazione e consumo, che si manifesta tipicamente con eccessi di produzione nelle ore centrali della giornata e deficit nelle fasce mattutine e serali. Questa disparità tra domanda e offerta è sempre più comune, specialmente nei mesi primaverili ed estivi, quando la produzione fotovoltaica raggiunge il suo massimo potenziale. Una delle conseguenze più rilevanti di questo fenomeno è la comparsa di prezzi negativi dell'energia sul mercato. Nel 2024, per la prima volta, Spagna, Portogallo, Grecia e Polonia hanno registrato prezzi negativi nel Mercato del Giorno Prima. Le nazioni maggiormente interessate rimangono Finlandia (725 ore), Svezia (652 ore) e Germania (459 ore). Italia e Serbia costituiscono un caso particolare, essendo gli unici due Paesi in cui prezzi negativi non sono stati registrati, in quanto non consentiti dalla regolazione

nazionale dei mercati energetici [2] [3]. Senza un'introduzione adeguata di sistemi di accumulo all'interno dei sistemi elettrici, questi numeri sono destinati a crescere ulteriormente.

L'introduzione di sistemi di accumulo e l'ibridazione degli impianti aiuta, infatti, a sopperire alle problematiche che derivano dalla non programmabilità delle risorse rinnovabili. I sistemi ibridi conducono a un aumento dell'efficienza, a un'ottimizzazione delle risorse e a una rete più stabile e flessibile nella sua operazione. Per farlo i sistemi di accumulo immagazzinano l'energia in eccesso prodotta dalle fonti rinnovabili e la rendono disponibile quando necessaria.

Esistono quattro principali sistemi di accumulo: pompaggio idroelettrico, BESS (Battery Energy Storage System), LDES (Long Duration Energy Storage) e idrogeno.

Il pompaggio idroelettrico è una tecnologia consolidata, longeva e capace di garantire lo stoccaggio di energia per lunghi periodi. I limiti principali di questo sistema sono la necessità di condizioni geografiche favorevoli e il costo elevato di costruzione.

L'accumulo a batterie è al momento dominante sul mercato, in quanto i vantaggi sono numerosi, tra i quali la versatilità, la rapidità di risposta e la modularità che rendono possibile introdurre questo tipo di stoccaggio ovunque e di qualunque dimensione. Questa tecnologia è diventata sempre più competitiva grazie alla progressiva riduzione dei costi. Tra il 2010 e il 2024 si è registrata una diminuzione del 93% del costo medio globale per l'installazione e messa in servizio di sistemi BESS, passando da 2571 \$/kWh a 192 \$/kWh. Nei mercati più competitivi, il prezzo *turnkey* per grandi impianti utility-scale ha raggiunto 165 \$/kWh nel 2024, con una riduzione del 40% rispetto al 2023. In Cina, il costo è addirittura inferiore (intorno ai 100 \$/kWh), non dovendo dipendere dalle importazioni e potendo contare su una manifattura robusta ed efficiente [4].

I sistemi LDES includono batterie a flusso e altri sistemi basati sull'accumulo di energia termica o gravitazionale o ad aria compressa (Compressed Air Energy Storage, CAES). Questi sistemi sono ancora nei primi stadi di ricerca e non adatti all'impiego su larga scala. In Cina nell'aprile 2024, però, è stato attivato un impianto di accumulo di tipo CAES da 300 MW, per una capacità di 1500 MWh.

L'idrogeno verde è il prodotto dell'elettrolisi dell'acqua sfruttando l'eccesso di energia rinnovabile. Garantisce teoricamente lunghi periodi di stoccaggio, ma al momento le perdite elevate nel processo di conversione, le complessità legate a trasporto e stoccaggio stesso e la necessità di acqua non ne permettono un impiego significativo [5].

In Italia nel giugno 2025 si sono raggiunti 16.5 GWh di capacità installata attraverso sistemi BESS, principalmente di tipo residenziale. La crescita esponenziale in questo settore, favorita da bonus e incentivi nazionali, sta rallentando nell'ultimo anno, lasciando spazio a nuovi progetti nel settore utility, anche grazie ai nuovi incentivi del MACSE (Mercato a termine degli stoccaggi di energia elettrica) e a quelli già esistenti del Capacity Market e Fast Reserve (necessario al rapido controllo della frequenza della rete elettrica). La prima asta del MACSE, infatti, ha già visto assegnare 10 GWh di accumulo elettrochimico, divisi su 15 impianti, garantendo un prezzo medio di 12.959 euro/MWh-anno [6]. Lo scenario *PNIEC Policy 2030* di

Terna prevede che la capacità di energy storage necessaria a integrare le rinnovabili e gestire il sistema elettrico sarà, al netto dei pompaggi idroelettrici, di 71.5 GWh, di cui 50 provenienti da impianti elettrochimici di grande taglia, approvvigionati anche tramite MACSE [7].

Come dimostrano i numeri (7.48 GW di nuove installazioni di FER, di cui 7 GW di solo fotovoltaico, nel 2024 [8]) i settori fotovoltaico e accumulo tramite BESS sono in forte e continua crescita e diventa sempre più importante per i progettisti stimare in maniera accurata la producibilità di un impianto in fase di pre-dimensionamento, in modo da poter programmare in maniera più strutturata i passi successivi del progetto e la gestione futura del sistema di accumulo.

Nella progettazione di un impianto ibrido FV+BESS, una delle scelte progettuali più rilevanti riguarda la modalità di integrazione del sistema di accumulo con il generatore fotovoltaico e con la rete elettrica. Le due configurazioni fondamentali sono l'accoppiamento in corrente alternata (*AC-coupling*) e l'accoppiamento in corrente continua (*DC-coupling*), ciascuna caratterizzata da specifici vantaggi e criticità in termini di efficienza, costi e flessibilità operativa. Gran parte dei nuovi progetti di impianti ibridi usa un accoppiamento in AC [9] [10], nonostante il minore costo teorico che offre l'altra configurazione. L'*AC-coupling* offre due grandi vantaggi: è facilmente implementabile e modulabile in impianti già in esercizio (*retrofit*) e assicura una risposta più rapida ed efficiente nella fornitura dei servizi ancillari. Il *DC-coupling* è una configurazione generalmente più efficiente ed economica e inoltre sopperisce al problema del clipping degli inverter.

La scelta tra le due architetture è sicuramente complessa, in quanto influenzata da molteplici fattori economici ed operativi che non permettono di determinare un vantaggio netto di una configurazione sull'altra. Per affrontare questa problematica, il presente lavoro si propone di sviluppare uno strumento di analisi flessibile, in grado di confrontare le due configurazioni e di quantificarne i vantaggi in funzione delle specifiche condizioni di progetto.

A tal fine sono stati sviluppati un modello di producibilità per impianti fotovoltaici utility-scale e uno di gestione del sistema di accumulo. Il modello fotovoltaico è stato validato tramite la simulazione di diversi scenari operativi utilizzando PV-Syst, software commerciale di riferimento nel settore. Ciò ha consentito di avere a disposizione dello studio uno strumento flessibile che sia adatto sia alla gestione del BESS che al pre-dimensionamento degli impianti fotovoltaici stessi. Per la gestione del sistema di accumulo si è scelta una logica *price-based* che ricalchi gli algoritmi di arbitraggio sfruttati da gran parte dei BESS attivi sui mercati italiani ed europei.

Il confronto tra le due tipologie di accoppiamento è stata condotta considerando un impianto fotovoltaico da 1 MWp abbinato a un sistema di accumulo elettrochimico da 0.25 MW/1 MWh e assumendo un limite di immissione in rete da parte del FV pari al 90% della potenza installata. Sono state analizzate due modalità di operazione del BESS: ricarica dal solo fotovoltaico e ricarica da rete e da fotovoltaico. Per entrambi gli scenari è stata valutata l'evoluzione delle perdite energetiche e del ricavo economico al variare della capacità della batteria e della quota di energia immessa in rete, mantenendo un rapporto potenza/capacità pari a 1:4.

Capitolo 2

Metodi di modellizzazione

L'obiettivo di questo capitolo è illustrare nel dettaglio le logiche e i processi che sono stati utilizzati nello sviluppare un modello di stima della producibilità annua di un impianto fotovoltaico con sistema di accumulo destinato al settore utility. Il modello, specialmente la sezione del fotovoltaico, fa ampio uso della libreria Python `pvl`. In questa maniera è stato possibile ottenere un sistema che simulasse in maniera rapida e gratuita il reale comportamento di impianti *utility scale* costituiti da fotovoltaico integrato con BESS (*Battery Energy Storage System*).

2.1 Fotovoltaico

Nella prima parte del capitolo vengono presentati i principi di funzionamento della tecnologia fotovoltaica, le scelte progettuali e le semplificazioni adottate nelle fasi di pre-dimensionamento.

2.1.1 Modello di producibilità fotovoltaica

La producibilità di un impianto fotovoltaico è dettata dalla quantità di radiazione incidente sul piano dei pannelli. La produzione di energia elettrica è resa possibile grazie all'interazione dei fotoni con gli elettroni dello strato semiconduttivo che costituisce le celle fotovoltaiche.

La radiazione che incide sul pannello non è costante, ma dipende dalla località considerata e dalle condizioni atmosferiche. Queste ultime, in particolare, data la loro estrema variabilità, rendono complesso predire e con esattezza la reale produzione giornaliera di un impianto.

Per ridurre tale incertezza, le analisi di producibilità vengono tipicamente condotte su base annua, facendo riferimento all'Anno Meteorologico Tipico (*Typical Meteorological Year*, TMY), ottenuto dall'elaborazione statistica di serie storiche di dati meteorologici acquisiti mediante osservazione satellitare continuativa. Per il modello in esame si è considerato il TMY generato dalla piattaforma PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*). PVGIS è un servizio sviluppato nel 2001 dal *Joint Research Center* (JRC) della Commissione Europea con lo scopo di fornire dati sulla radiazione solare e supporto nella progettazione di sistemi fotovoltaici.

È stata impiegata la versione più recente della piattaforma online (5.3). Questa è basata su osservazioni dei satelliti SARAH-3 ed ERA5 tra il 2005 e il 2023 [11] [12].

I dati meteorologici forniti dal TMY variano in funzione della località considerata. L'analisi richiede pertanto la definizione del sito di installazione, specificando latitudine, longitudine e altitudine.

Sfruttando la libreria `pvlib`¹ è stata redatta la funzione `get_meteorologica_l_parameters_tmy` con l'obiettivo di ricavare a partire dalle coordinate del sito i dati meteorologici e quelli relativi alla radiazione e posizione solare nel TMY con frequenza oraria. La funzione è strutturata in modo da restituire i seguenti output:

- *weather*: DataFrame² che contiene i dati meteorologici e sui livelli di radiazione solare, nello specifico:
 - *Temperatura dell'aria* [°C]: è la temperatura di bulbo secco, ossia la temperatura dell'aria ambiente misurata da un termometro standard, senza considerare l'effetto dell'umidità.
 - *Umidità relativa* [%]: è il rapporto, espresso in percentuale, tra la quantità attuale di vapore acqueo nell'aria e la quantità massima di vapore acqueo che l'aria può contenere a quella specifica temperatura e pressione.
 - *DNI* [$\frac{W}{m^2}$]: Direct Normal Irradiance; è la quantità di radiazione solare per unità di superficie intercettata da una superficie mantenuta perpendicolare ai raggi che si propagano in linea retta dal sole nella sua posizione istantanea nel cielo.
 - *DHI* [$\frac{W}{m^2}$]: Diffuse Horizontal Irradiance; è la quantità di radiazione solare che arriva a terra dopo essere stata deviata in seguito a processi di riflessione o diffusione da parte dell'atmosfera.
 - *GHI* [$\frac{W}{m^2}$]: Global Horizontal Irradiance; è la quantità di radiazione solare (diretta e diffusa) che colpisce una superficie orizzontale al suolo. Vale $GHI = DHI + DNI \cdot \cos(\theta_z)$, dove θ_z è l'angolo zenitale.
 - *IR* [$\frac{W}{m^2}$]: è la quantità di radiazione infrarossa che raggiunge un piano orizzontale al suolo.
 - *Velocità del vento* [$\frac{m}{s}$]: è la velocità del vento misurata con anemometro a 10 m dal suolo.
 - *Direzione del vento*: è espressa in gradi rispetto al Nord geografico.
 - *Pressione* [Pa]: pressione atmosferica.
- *solpos*: DataFrame relativo alla posizione solare:
 - *Zenith solare* (θ_z): è l'angolo dei raggi solari rispetto allo Zenith senza considerare gli effetti di rifrazione dell'atmosfera. Lo Zenith è definito come il punto di intersezione tra la retta perpendicolare al piano dell'orizzonte, passante per l'osservatore, e la superficie dell'emisfero celeste visibile.

¹<https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/>

²Il DataFrame è una struttura dati che organizza i dati in una tabella bidimensionale di righe e colonne, simile a un foglio di calcolo

- *Elevazione solare*: è l'angolo formato dalla direzione dei raggi solari con la superficie orizzontale senza considerare gli effetti di rifrazione dell'atmosfera. L'elevazione solare è complementare allo Zenith.
- *Azimuth*: è l'angolo orizzontale che definisce la posizione del Sole rispetto al Nord, misurato in senso orario.
- *DNI extra* (W/m^2): rappresenta l'intensità della radiazione solare diretta misurata al di fuori dell'atmosfera terrestre su una superficie perpendicolare ai raggi solari.
- *Air Mass*: è un coefficiente che definisce la lunghezza ottica del percorso diretto della radiazione solare attraverso l'atmosfera terrestre. Viene utilizzato per caratterizzare lo spettro solare dopo che la radiazione ha attraversato l'atmosfera.
- *Indice di clear sky*: stima l'attenuazione atmosferica dovuta alla presenza di nubi misurando il rapporto tra l'irradianza o l'irraggiamento solare al suolo e il corrispondente valore che si avrebbe in condizioni di cielo sereno (assenza di copertura nuvolosa) [13].

I dati di irraggiamento restituiti dalla funzione *get_meteorological_parameters.tmy* sono riferiti al piano orizzontale. Poiché i moduli fotovoltaici presentano generalmente un'inclinazione rispetto all'orizzontale, è necessario ricondurre la radiazione al piano dei moduli (*Plane of Array*, POA). A tal fine, devono essere definiti i seguenti parametri geometrici dell'installazione:

- *Tilt* [°]: angolo di inclinazione del modulo rispetto al piano orizzontale.
- *Azimuth* [°]: orientamento del piano frontale del modulo rispetto al Nord geografico, misurato in senso orario.
- *Pitch* [m]: distanza tra gli assi di due file di moduli consecutive.
- *Altezza* [m]: quota del punto centrale del modulo rispetto al suolo.
- *Lunghezza inclinata del modulo* [m]: dimensione del modulo misurata lungo il piano inclinato.

Il calcolo della radiazione incidente sul piano del pannello si basa sull'assunzione che le file di pannelli abbiano lunghezza infinita e siano parallele, equamente spaziate e disposte su un piano perfettamente orizzontale. Assumere file di lunghezza infinita consente di trascurare gli effetti di bordo senza perdere di generalità.

Per la trasposizione della radiazione sul piano dei pannelli viene usato il modello di Hay e Davies del 1980. In questo modello la radiazione diffusa è divisa in una componente isotropica e una circumsolare, proporzionale alla componente diretta della radiazione. La componente isotropica è la radiazione diffusa che arriva uniformemente da tutto il cielo, mentre quella circumsolare è la radiazione diffusa proveniente dalla zona attorno al Sole. La trasposizione riduce la parte isotropica proporzionalmente all'angolo solido visto dal piano del collettore ($\frac{1+\cos(i)}{2}$, dove i è

il *tilt*). La parte circumsolare è trasposta geometricamente, allo stesso modo della componente diretta.

La particolarità del modello di Hay risiede nel modo in cui viene determinata la frazione circumsolare, che viene assunta uguale all'indice di limpidezza della componente diretta [14]. L'indice di limpidezza è definito come il rapporto tra la GHI e la corrispondente radiazione al di fuori dell'atmosfera [15].

Il modello tiene conto del mutuo ombreggiamento tra le file e della riduzione della porzione di cielo visibile dal pannello e dal terreno a causa delle file vicine. Questa correzione è possibile una volta definito il *Ground Coverage Ratio* (GCR), ossia il rapporto tra l'area occupata dai pannelli e l'area occupata dal terreno. Nel caso specifico di pannelli di lunghezza infinita il rapporto è tra l'area dei pannelli, incluso lo spazio intramodulare e la banda inattiva superiore, e l'area tra le basi di due file consecutive, che si riduce, di fatto, a un rapporto tra la lunghezza inclinata del modulo e il pitch.

Nel modello si è preso come riferimento il pannello della Trina Solar TSM-NE21 da 720 Wp, con dimensioni 1303 mm x 2384 mm. La dimensione da scegliere come lunghezza inclinata dipenderà dalla configurazione scelta per i pannelli (landscape o portrait). Nel caso studiato si è sempre considerata la configurazione portrait (Figura 2.1).

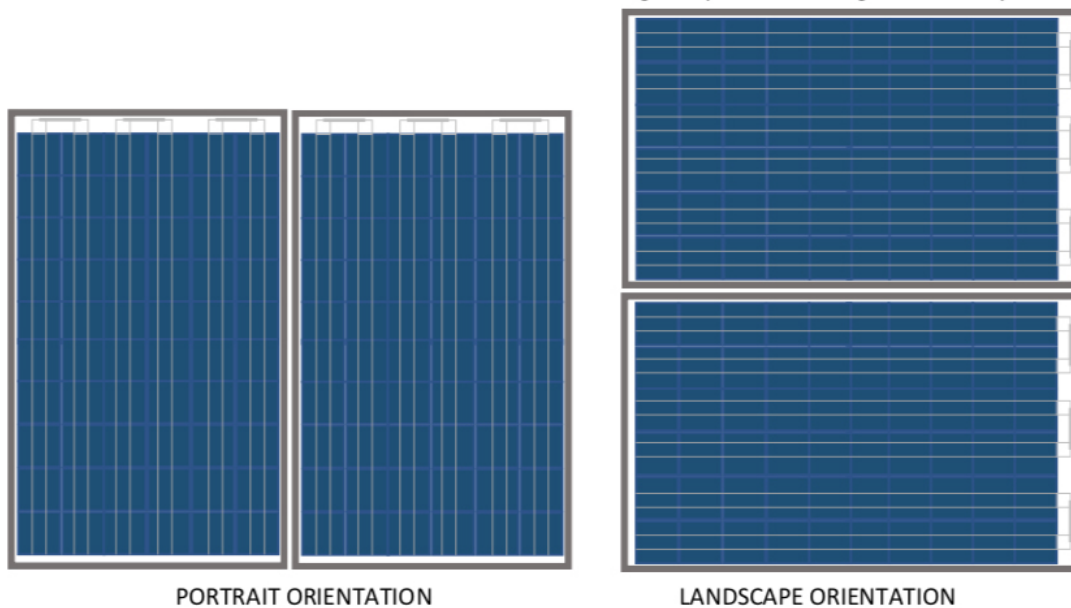


Figura 2.1: Differenza tra la configurazione landscape e portrait dei pannelli fotovoltaici [16]

La radiazione calcolata sul piano dei moduli (*POA*) non coincide con quella effettivamente disponibile per la conversione fotovoltaica. La presenza di uno strato di vetro protettivo e di un rivestimento antiriflesso causa una riduzione delle componenti diretta e diffusa, in quanto le riflessioni e rifrazioni prodotte in questi strati modificano l'angolo di incidenza della radiazione prima che questa raggiunga lo stra-

to semiconduttore.

Per tenere conto di tale effetto viene introdotto un coefficiente correttivo, noto come *Incident Angle Modifier* (IAM), ricavato mediante l'approssimazione di Schlick [17]. Il modello di Schlick approssima il fattore di riflessione di Fresnel sfruttando l'Equazione 2.1:

$$\text{IAM} = 1 - (1 - \cos(\text{AOI}))^5 \quad (2.1)$$

Questo modello garantisce una buona precisione utilizzando come unico parametro l'angolo di incidenza (*Angle of Incidence*, *AOI*) della radiazione. Infatti, considerando pannelli con coating antiriflesso, la differenza in termini assoluti tra lo IAM ottenuto con le equazioni di Fresnel e quello ricavato con l'approssimazione di Schlick è inferiore a 0.007, con la maggiore discrepanza osservata per AOI superiori a 70°, come osservabile in Figura 2.2. Lo IAM è calcolato in maniera analoga anche per la radiazione diffusa e per la radiazione riflessa dal terreno, considerando come angolo di incidenza il tilt del pannello.

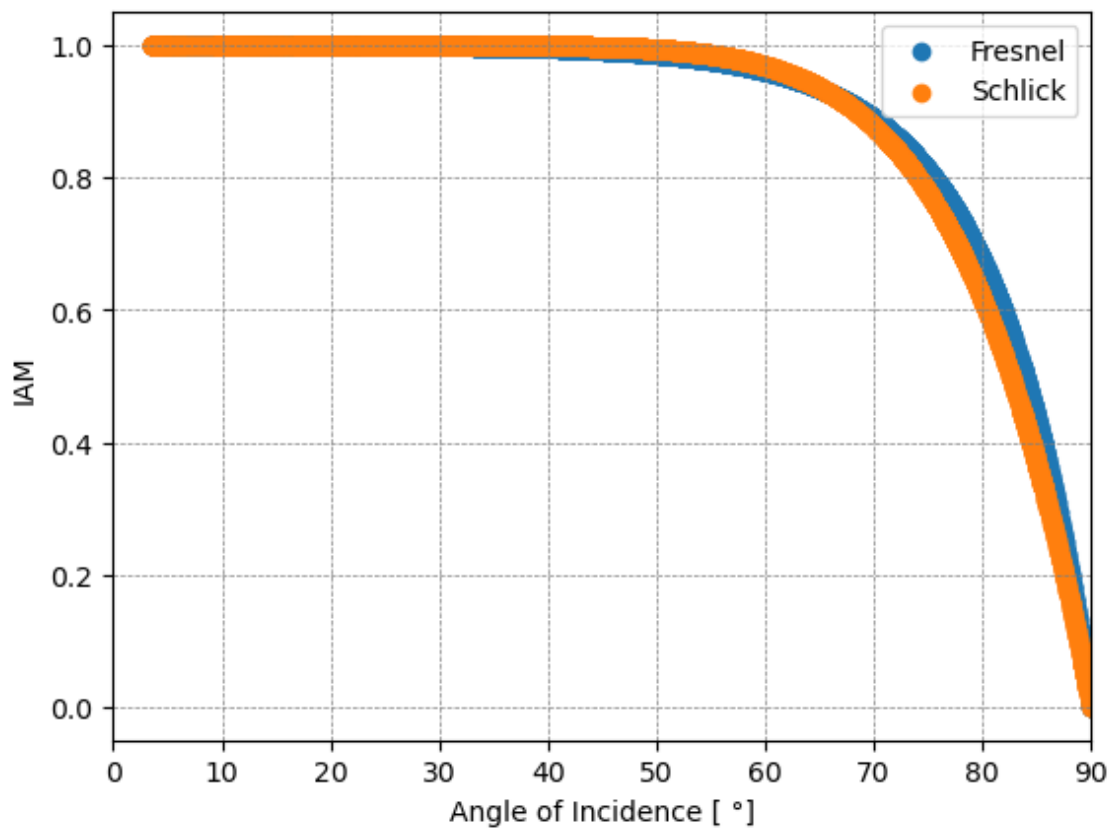


Figura 2.2: Confronto tra i coefficienti IAM ottenuti mediante le equazioni di Fresnel (in blu) o con il modello di Schlick (in arancione).

La radiazione sul piano del pannello, corretta con l'opportuno coefficiente IAM può, dunque, essere usata per valutare la producibilità dell'impianto nelle condizioni reali di funzionamento, ossia tenendo conto degli effetti dei valori effettivi di irraggiamento e temperatura. Per valutare l'entità della variazione di produzione durante il funzionamento in condizioni reali si considera per ogni pannello il modello a singolo diodo di Figura 2.3.

Il circuito è governato dall'Equazione 2.2:

$$I = I_L - I_D - I_{sh} \quad (2.2)$$

dove I_L rappresenta la corrente generata per effetto fotoelettrico nella cella, I_D rappresenta la corrente persa a causa della ricombinazione, I_{sh} rappresenta la corrente persa a causa del contributo della resistenza in parallelo.

La corrente sul diodo è modellata secondo l'equazione di Shockley per un diodo ideale, da cui l'equazione di governo del modello a singolo diodo diventa la 2.3 [18].

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{nV_T} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

Passando dalla singola cella al modulo costituito da N_s celle in serie, l'Equazione 2.3 diventa la 2.4.

$$I_M = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_M + I_M N_s R_s}{n N_s V_T} \right) - 1 \right] - \frac{V_M + I_M N_s R_s}{N_s R_{sh}} \quad (2.4)$$

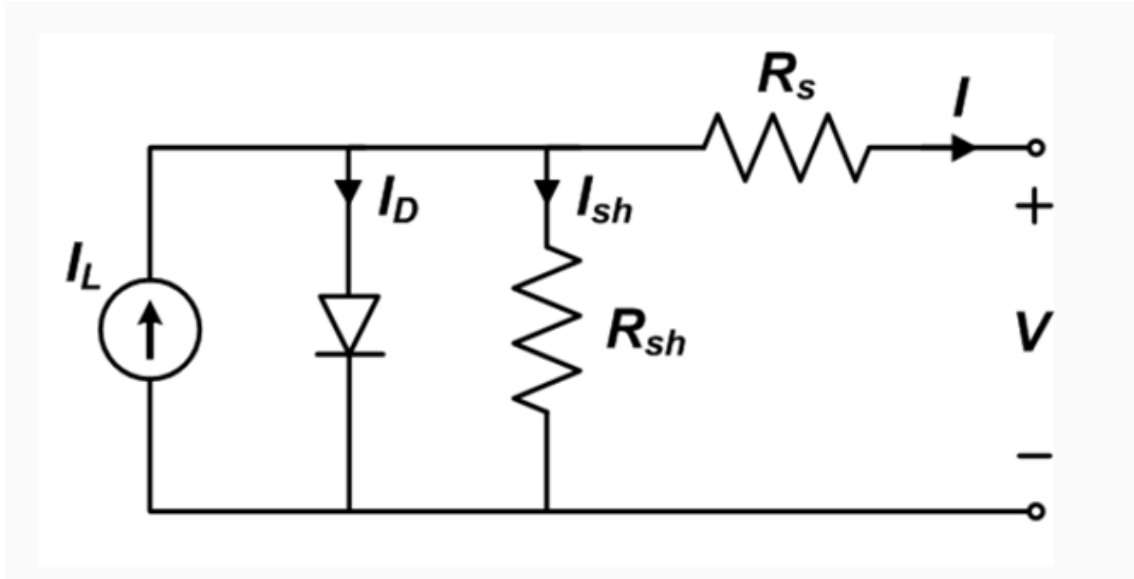


Figura 2.3: Circuito equivalente del modello a singolo diodo [18]

I cinque parametri (I_L , I_0 , R_s , R_{sh} , n) descrittivi del modello vengono calcolati alla radiazione effettiva e alla temperatura di cella secondo lo stesso modello usato dal software PVSyst [19].

La corrente fotoelettrica dipende da irraggiamento e temperatura secondo l'Equazione 2.5:

$$I_L(G, T) = \frac{G}{G_{ref}} \cdot [I_{L,ref} + \mu_{I_{SC}} \cdot (T - T_{ref})] \quad (2.5)$$

dove $\mu_{I_{SC}}$ rappresenta il coefficiente di temperatura della corrente di cortocircuito e i valori di riferimento per irraggiamento e temperatura sono quelli del funzionamento in condizioni standard, ossia $1000 \frac{W}{m^2}$ e $25 \text{ }^\circ C$.

La corrente di saturazione, invece, dipende dalla sola temperatura secondo l'Equazione 2.6:

$$I_0(T) = I_{0,ref} \cdot \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \cdot e^{\left[\frac{q\varepsilon_G}{nk} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (2.6)$$

dove ε_G rappresenta l'ampiezza della banda proibita del materiale utilizzato, in questo caso silicio monocristallino ($1.121eV$), mentre n rappresenta il fattore di idealità del diodo, parametro che varia linearmente con la temperatura.

La resistenza shunt, infine, ha una dipendenza dal solo irraggiamento:

$$R_{sh}(G) = R_{sh,Base} + (R_{sh,0} - R_{sh,Base}) \cdot e^{-R_{sh,exp} \left(\frac{G}{G_{ref}} \right)} \quad (2.7)$$

con:

$$R_{sh,base} = \max \left[\left(\frac{R_{sh,ref} - R_{sh,0} \cdot e^{-R_{sh,exp}}}{1 - e^{-R_{sh,exp}}} \right), 0 \right] \quad (2.8)$$

dove $R_{sh,exp}$ e la resistenza in assenza di irraggiamento $R_{sh,0}$ sono due parametri che descrivono empiricamente questa dipendenza.

Il valore di R_s è definito in modo da ottenere un'efficienza relativa pari a -3% considerando una radiazione di $200 W/m^2$.

A partire da questi parametri, utilizzando la funzione W di Lambert è possibile risolvere l'equazione implicita che governa il modello a singolo diodo e ottenere una relazione esplicita tra corrente e tensione del modulo, da cui è immediato ricavare la potenza.

La temperatura del modulo, necessaria alla determinazione dei parametri del modello a singolo diodo, è assunta pari alla temperatura di cella. Questa viene determinata attraverso un bilancio di energia considerando tutti i flussi di energia che entrano ed escono dal modulo. La cella assorbe l'energia solare, privata della componente riflessa dal vetro. All'equilibrio termico, questo flusso energetico viene compensato dallo scambio termico della cella con l'ambiente (principalmente per convezione) e dall'energia elettrica estratta [20].

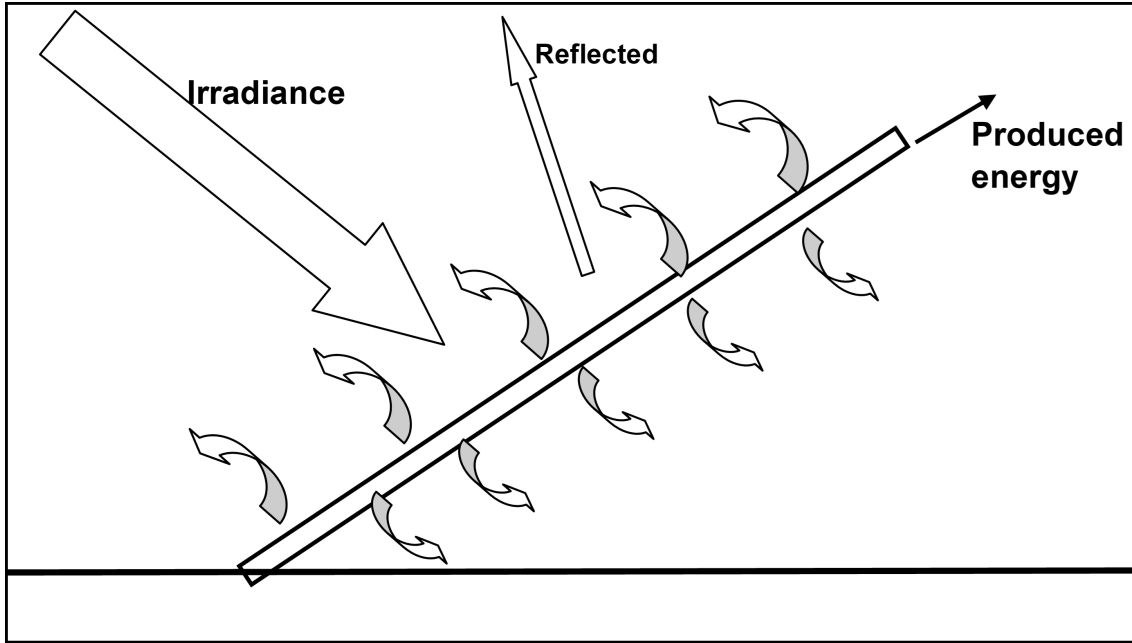


Figura 2.4: Flussi energetici di un pannello fotovoltaico [20]

Il bilancio energetico è espresso da:

$$G_{inc} \cdot \alpha \cdot (1 - \eta_{modulo}) = U \cdot (T_{cell} - T_{amb}) \quad (2.9)$$

Da cui si ricava la temperatura di cella come segue:

$$T_{cell} = T_{amb} + \frac{1}{U} \cdot (\alpha G_{inc} \cdot (1 - \eta_{moduli})) \quad (2.10)$$

dove U è il coefficiente di dispersione termica, misurato in $W/(m^2 \cdot K)$ e α è il coefficiente di assorbimento della radiazione solare, tipicamente assunto pari a 0.9.

Essendo lo scambio termico principalmente convettivo, il coefficiente U è sensibile alla quantità d'aria che lambisce il modulo e conseguentemente dipende dalla velocità del vento ($U = U_c + U_v \cdot v_{wind}$) e da come è montata la struttura (impianti a terra, impianti su tetto a falde, impianti su copertura, impianti in facciata, sistemi ad inseguimento, impianti fotovoltaici galleggianti, etc...). In questo modello si è trascurata la dipendenza dal vento essendo necessaria una conoscenza accurata sia della velocità del vento stessa che del parametro U_v .

Si assume, dunque, in accordo con PVSyst per impianti fotovoltaici a terra $U_c = 29 W/(m^2 \cdot K)$ e $U_v = 0 W/(m^2 \cdot K)/(m/s)$.

PVUSA usa i seguenti valori per lo stesso tipo di sistemi: $U_c = 25 W/(m^2 \cdot K)$ e $U_v = 1.2 W/(m^2 \cdot K)/(m/s)$. Questi parametri sono equivalenti a quelli scelti nel modello per una velocità del vento media di $3.3 m/s$, valore tipico per zone continentali, ma non lecito per quelle costiere [20].

Il modello finora descritto consente di ricavare la potenza istantanea prodotta dall'impianto nel TMY, prima di qualsiasi connessione verso rete e senza considerare gli effetti dell'invecchiamento e dell'eventuale presenza di sporcizia o neve a coprire i moduli. Il modello è applicabile sia a moduli normali che bifacciali e anche per

impianti forniti di sistemi ad inseguimento a singolo asse con logica di backtracking o meno. L'introduzione di moduli bifacciali e sistemi di tracking aumentano la producibilità dell'impianto e sono due implementazioni tipiche per impianti agrivoltaici. I moduli bifacciali sfruttano un ulteriore strato in silicio sul retro del pannello per raccogliere anche la radiazione riflessa dal suolo, mentre i sistemi ad inseguimento cambiano l'inclinazione dei pannelli in modo da rendere circa perpendicolare la radiazione diretta rispetto al piano del pannello durante tutta la giornata, nel caso in cui non sia presente la logica di backtracking. Il backtracking modifica l'inclinazione dei pannelli in modo da seguire la posizione del sole, ma evitando il mutuo ombreggiamento tra le file.

2.1.2 Modello delle perdite del sistema fotovoltaico

Nella sezione precedente si sono definite le modalità e i dati richiesti al calcolo dell'energia prodotta dai soli pannelli in condizioni di operazione ideali. In questo paragrafo e nei successivi verranno introdotti tutti gli elementi di perdita presenti fino alla connessione in rete.

Le perdite sono calcolate secondo il modello di perdita del software PVWatts, applicativo di stima di producibilità fotovoltaica proposto dal laboratorio statunitense NREL (National Renewable Energy Laboratory). L'Equazione 2.11 esplicita il modo in cui viene quantificata la riduzione percentuale di produzione.

$$L_{total}(\%) = 100[1 - \prod_i(1 - \frac{L_i}{100})] \quad (2.11)$$

Le perdite, dunque, non sono la somma dei singoli componenti ma sono calcolate come prodotto della riduzione di generazione a causa di ciascuna perdita [21].

I contributi considerati dal modello sono:

- *Soiling*: include tutte le perdite provocate da un accumulo di polvere, polline o terra sulla superficie dei pannelli. Costituisce il fattore più significativo di perdita, dopo l'irraggiamento. L'accumulo di questi agenti dipende strettamente dalla piovosità e dall'ambiente circostante al sito in cui si trova l'impianto. In ambienti rurali (agrivoltaico) o industriali, infatti, questo effetto è più marcato e potrebbero essere necessari servizi di pulizia periodica dei pannelli o l'applicazione di rivestimenti *anti-soiling* [22] [23].
- *Shading*: considera gli effetti delle ombre lontane, causate dalla presenza di edifici, montagne o altri tipi di ostruzioni.
- *Snow*: come per le perdite di *soiling* l'accumulo di neve sui pannelli dipende in maniera significativa dal sito e dal periodo dell'anno, ragione per cui l'utilizzo di valori mensili, piuttosto che annuali, di perdita percentuale risulta in un modello più accurato. La neve, allo stesso modo di polvere e detriti, impedisce alla luce solare di raggiungere lo strato attivo del pannello, portando a perdite che possono raggiungere anche il 20% in alcune regioni durante l'inverno. Un eccessivo strato di neve può portare anche a un'interruzione totale della produzione. Tilt, temperatura e vento sono fattori importanti nella quantificazione dell'accumulo di neve [24].

- *Mismatch*: le perdite per *mismatch* sono definite come la differenza tra la somma di tutte le potenze nel punto di massima potenza per ogni modulo e la potenza nel MPP (Maximum Power Point) della risultante caratteristica tensione-corrente della stringa.

Il mismatch (o disadattamento) è causato dal fatto che i pannelli non sono identici tra loro, per cui parametri e performance sono differenti e dall'aver tensioni differenti all'interno della stringa. Questo ultimo aspetto è dovuto alla diversa lunghezza delle connessioni all'inverter, specie se centralizzato, alla temperatura (più bassa ai bordi dell'impianto) o all'irraggiamento che può differire in maniera significativa per impianti di grandi dimensioni [25].

- *Wiring*: include le perdite per effetto Joule ($P_w = R_w \cdot I^2$) provocate dalle connessioni tra stringhe e inverter e tra inverter e punto di iniezione in rete.
- *Connections*: sono le perdite ohmiche dovute ai connettori (connettori MC4, scatole di giunzione, diodi di bypass, etc.)
- *Light-induced degradation*: è un fenomeno che provoca una riduzione della producibilità quando il modulo è esposto per la prima volta alla luce solare. Dopo questo periodo iniziale la potenza del modulo si stabilizza e segue il tipico meccanismo di degradazione a lungo termine per tutta il periodo di vita.

Le perdite LID sono correlate alla qualità dei wafer di silicio che costituiscono i pannelli. Le tracce di ossigeno che si accumulano nel silicio fuso durante il processo Czochralski, quando esposte alla luce solare possono diffondere attraverso il reticolo di silicio e creare dei composti con il boro (dopante nei wafer di tipo p). Questi composti possono catturare elettroni, che sono resi indisponibili per l'effetto fotovoltaico. Le perdite LID non si verificano negli strati di *N-type* di silicio perché questi tendono a rilasciare elettroni, anziché accettarli. Il processo usato per la produzione di celle in silicio policristallino (deposizione chimica da vapore o *casting* da scarti di silicio dall'elettronica) fa sì che venga assorbito meno ossigeno rispetto al processo Czochralski (tipico delle celle in silicio monocristallino) e quindi a minori perdite per effetto LID [21] [26] [27].

- *Nameplate rating*: è un parametro che dovrebbe esprimere la fiducia del progettista nelle prestazioni reali del modulo, rispetto alle specifiche del produttore. Questo valore è puramente soggettivo ed è generalmente conservativo. Il software PVSyst, ad esempio, lo sceglie pari a un quarto della differenza tra i valori di tolleranza minima e massima indicati dal produttore.
- *Age*: l'invecchiamento è un processo che interessa tutti i moduli e lo fa in maniera differente, portando ad un aumento delle perdite per mismatch oltre alla riduzione dell'efficienza a causa della degradazione dei moduli. Tipicamente i produttori garantiscono una perdita del 20% dell'efficienza in un periodo di 25 anni per il singolo modulo. In queste curve si ha una perdita iniziale dovuta alla LID o a deficit di potenza dovuti a tolleranze o incertezze in fase di produzione. L'invecchiamento annuo del modulo è la pendenza di questa curva. La degradazione dell'intera stringa è maggiore a causa delle perdite per

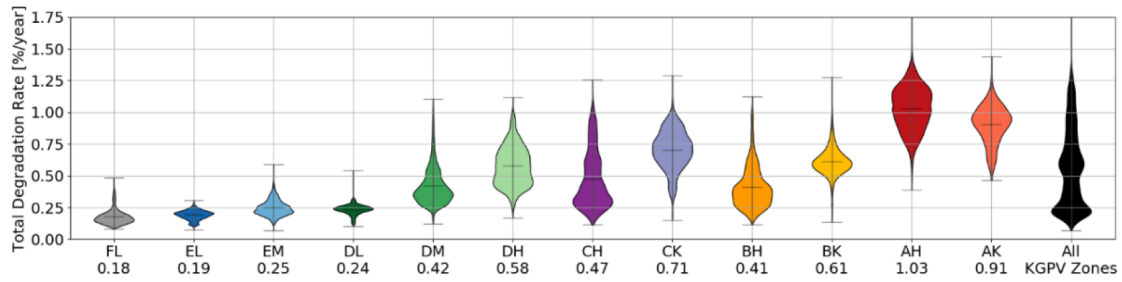


Figura 2.5: Distribuzione spaziale dei tassi di degradazione totale in considerazione delle zone climatiche KGPV. Il tasso medio percentuale per zona climatica è indicato sotto ogni etichetta. Immagine tratta da [28]

mismatch che aumentano con il passare degli anni. Per semplicità spesso si considera una degradazione media costante per tutta la vita dell'impianto.

L'invecchiamento dipende dallo stress a cui sono sottoposti i pannelli; parametri come temperatura, vento, neve, umidità e esposizione a raggi UV sono da prendere in considerazione per stimare la vita dell'impianto. La Figura 2.5 mostra come le zone climatiche più fredde abbiano il più basso tasso di degradazione, mentre climi caldi e tropicali presentano i valori più alti (attorno all'1% annuo in media). Le etichette sono assegnate in base alle zone climatiche identificate dalla classificazione Köppen-Geiger-Photovoltaic (KGPV). Questa divide la Terra in 12 zone con riferimento a temperatura, precipitazione e irraggiamento. Ci sono 6 zone TP (*Temperature-Precipitation*) e 4 zone I (*Irradiation*). Le zone TP sono indicate dalle lettere dalla A alla F e corrispondono rispettivamente a un clima *Tropicale*, *Desertico*, *Steppa*, *Temperato*, *Freddo*, *Polare*. Le zone I definiscono il livello di radiazione con le lettere L (*Low*), M (*Medium*), H (*High*) e K (*Very High*).

- *Availability*: sono le perdite dovute a manutenzione programmata o non programmata, guasti dell'impianto o della rete.

I valori standard assunti da PVWatts sono raccolti nella Tabella 2.1.

Il modello implementato in PVWatts considera le perdite complessive dell'impianto applicando un fattore percentuale di riduzione sull'energia in corrente continua prodotta dai moduli, già corretta per gli effetti dell'irraggiamento e della temperatura. Al fine di rendere più coerente con l'approccio adottato da PVsyst, si è scelto di trattare le perdite per soiling e shading come una riduzione dell'irraggiamento incidente sul piano dei moduli, intervenendo quindi a monte del calcolo della potenza elettrica generata. Il modello, così modificato, rispetta in maniera più consistente l'impatto di queste perdite.

Le perdite per ombreggiamento sono state analizzate più nel dettaglio, generando un modello che considerasse la frazione in ombra di ciascun pannello durante l'arco della giornata. Per semplicità si è assunta una relazione lineare tra perdite e porzione ombreggiata del pannello, in accordo con la logica utilizzata da PVsyst. Il modello, dunque, non considera le complicazioni e le maggiori perdite che derivano

Tabella 2.1: Valori di default delle perdite di sistema per PVWatts

Meccanismo di perdita	Valore di default
Soiling	2%
Shading	3%
Snow	0%
Mismatch	2%
Wiring	2%
Connections	0.5%
Light-induced degradation	1.5%
Nameplate rating	1%
Age	0%
Availability	3%
Perdite totali	14%

dalla presenza dei diodi di blocco in caso di ombreggiamento parziale.

Il calcolo delle lunghezze e della direzione delle ombre avviene in maniera geometrica, considerando la posizione e l'elevazione del sole rispetto a quella di ciascun pannello.

Le posizioni dei vertici di ogni pannello sono ricavate a partire da un file *.kml* contenente l'intera geometria dell'impianto per il quale si vuole studiare l'ombreggiamento.

Il modello prevede il calcolo dei vertici delle regioni in ombra su un piano orizzontale di riferimento e successivamente convertire l'area proiettata orizzontalmente nell'area corrispondente sul piano del pannello. In questo modo è possibile calcolare la *shading fraction* di ogni pannello e dell'intero impianto e quantificare in che misura viene ombreggiato ogni modulo.

Il procedimento parte dal calcolo delle superfici reali e proiettate a terra dei pannelli e dalla definizione dell'orizzonte. Selezionare l'orizzonte è importante perché impone l'altezza solare sotto la quale tutti i pannelli saranno completamente in ombra (*shading fraction* = 1). Sono stati scelti tre approcci possibili:

- Orizzonte piatto; l'impianto è totalmente in ombra quando l'altezza solare è inferiore a 0°
- Orizzonte medio; l'altezza solare limite è definita come valore medio ottenuto dai dati di PVGIS
- Orizzonte interpolato; a partire dai dati PVGIS viene interpolata l'altezza dell'orizzonte

Per ogni pannello ogni vertice viene proiettato sul piano di riferimento lungo la direzione opposta rispetto a quella del vettore solare. In questo modo viene prodotto il *poligono d'ombra* che il dato pannello produce sugli altri. Dall'intersezione tra i poligoni d'ombra, privati della *self-shadow*, e le superfici dei pannelli proiettate a terra si ricava l'area ombreggiata sul piano target. La *self-shadow* rappresenta l'intersezione geometrica tra la proiezione dell'ombra di un pannello e la propria pianta.

Poiché l'obiettivo è quantificare l'ombreggiamento reciproco tra moduli distinti, è necessario escludere tale contributo dal calcolo. Una volta definita l'area ombreggiata sul piano orizzontale è possibile trasportarla sul piano del pannello sfruttando vettore solare e normale al piano del pannello.

Il vettore solare è definito come:

$$\vec{s} = \begin{pmatrix} \sin(\alpha_s) \cdot \cos(h_s) \\ \cos(\alpha_s) \cdot \cos(h_s) \\ \sin(h_s) \end{pmatrix}$$

dove α_s è l'azimuth solare e h_s è l'altezza solare.

La normale al pannello, invece:

$$\vec{n}_p = \begin{pmatrix} \sin(\beta) \cdot \sin(\alpha_p) \\ \sin(\beta) \cdot \cos(\alpha_p) \\ \cos(\beta) \end{pmatrix}$$

dove β è il tilt e α_p è l'azimuth del pannello.

A partire dal prodotto scalare di questi due vettori è possibile quantificare in che misura il sole colpisce perpendicolarmente il pannello. Più l'angolo tra i due vettori si avvicina a 90° , più è prossima l'area 'vista' dal sole, e che fa ombra, all'area effettiva del pannello. La relazione che lega le due aree è:

$$A_{\text{vista}} = A_{\text{pannello}} |\vec{n}_p \cdot \vec{s}| \quad (2.12)$$

Quando il sole non si trova allo zenit le ombre si allungano nella direzione opposta al vettore solare, secondo il fattore $\frac{1}{|\vec{s}_z|}$, dove s_z è la componente lungo z del vettore solare.

Per riportare l'ombra proiettata sul piano target sul piano del pannello è necessario compensare contemporaneamente l'effetto di contrazione dell'area vista a causa della posizione solare e quello di stiramento della lunghezza delle ombre dovuto all'altezza solare. La compensazione è affidata al coefficiente *ratio*, definito dalla Equazione 2.13.

$$\text{ratio} = \frac{|\vec{s}_z|}{|\vec{n}_p \cdot \vec{s}|} = \frac{|\sin(h_s)|}{|\vec{n}_p \cdot \vec{s}|} \quad (2.13)$$

In conclusione l'area ombreggiata di ciascun pannello è data dalla Equation 2.14.

$$A_{\text{ombreggiata,pannello}} = \frac{A_{\text{ombreggiata,orizzontale}}}{\text{ratio}} \quad (2.14)$$

In Figura 2.6 è possibile visualizzare graficamente la geometria considerata per il calcolo della porzione in ombra dei pannelli.

La *shading fraction* è ottenuta come rapporto tra l'area in ombra sul piano del pannello e l'area reale del pannello.

Per ridurre l'onere computazionale e velocizzare le operazioni di simulazione la *shading fraction* è calcolata per 7 giorni chiave e viene interpolata per i rimanenti giorni dell'anno, in base ai reali valori di azimuth ed elevazione solare.

I giorni chiave sono stati scelti seguendo la logica utilizzata da PVSyst. Considerando che due giorni equidistanti da un solstizio hanno approssimativamente la stessa

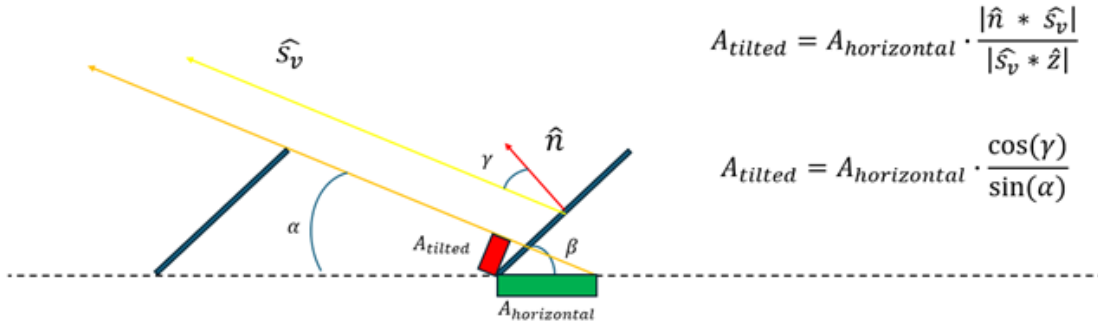


Figura 2.6: Geometria considerata per l'ombreggiamento mutuo tra pannelli.

declinazione solare, e di conseguenza la stessa geometria di ombreggiamento, è possibile, scegliendo solamente 7 giorni (tra cui i due solstizi), effettuare virtualmente la simulazione su 12 giorni, riducendo drasticamente i tempi di calcolo, ma mantenendo, comunque, una buona precisione.

Avendo considerato lineare la relazione tra perdite e frazione del pannello in ombra, si ricava immediatamente l'efficienza istantanea di ogni modulo con la 2.15.

$$\eta_{\text{ombreggiamento}} = 1 - \text{shading fraction} \quad (2.15)$$

Per avere una controprova grafica della veridicità dei valori della *shading fraction* è stata realizzata una funzione che a partire dai vertici del poligono dell'ombra calcolati producesse un'immagine che mostri l'impianto e le relative ombre in due dimensioni per ogni istante di tempo. Nella Figura 2.7 è mostrato come variano le ombre sul terreno e su un piano orizzontale locato al centro dei pannelli nel corso del solstizio d'estate (21 giugno). Le aree in verde mostrano le ombre proiettate a terra, quelle in grigio sono quelle proiettate sul piano di riferimento. Queste ultime sono rosse se intersecano una stringa.

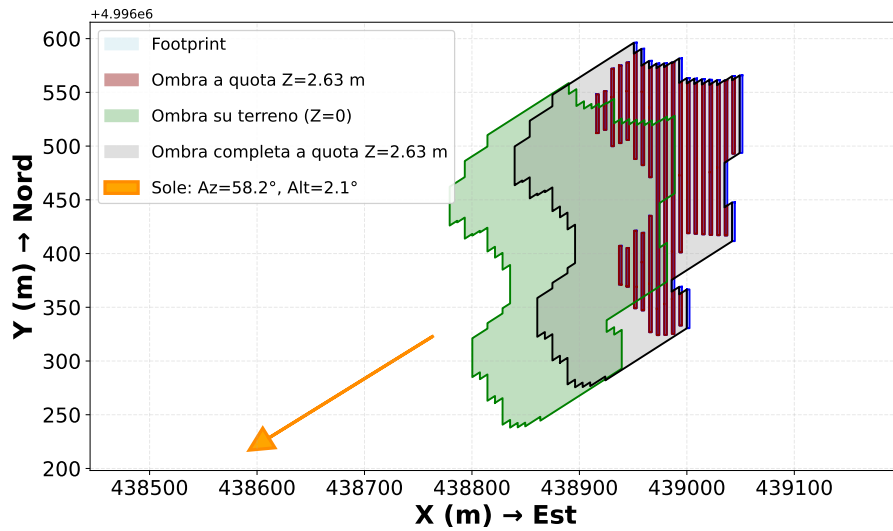
2.1.3 Modello dell'efficienza dell'inverter

L'ultimo passo per concludere il modello fotovoltaico è inserire l'inverter come componente di perdita e gestire la ripartizione dei moduli tra gli inverter necessari. In questa sezione verrà studiato il comportamento dell'inverter al variare della potenza in ingresso al convertitore stesso. L'efficienza dell'inverter, infatti, non è costante, ma varia in base al carico, seguendo un andamento analogo a quello illustrato in Figura 2.8b.

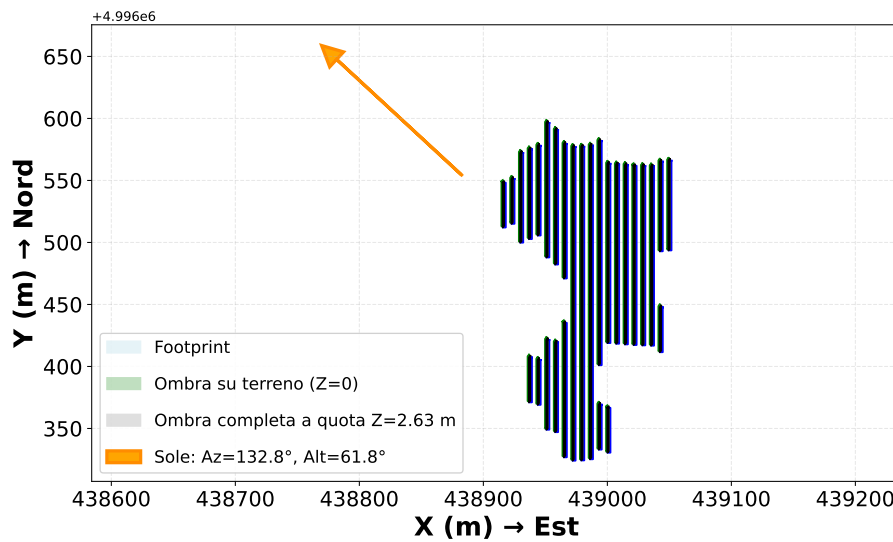
Le curve di efficienza degli inverter sono generalmente realizzate considerando un modello quadratico di perdita. I primi modelli considerano una semplice dipendenza delle perdite dalla potenza in uscita dall'inverter, secondo l'Equazione 2.16 proposta da [29].

$$P_{\text{loss}} = p_{\text{self}} + v_{\text{loss}} \cdot P_{\text{out}} + r_{\text{loss}} \cdot P_{\text{out}}^2 \quad (2.16)$$

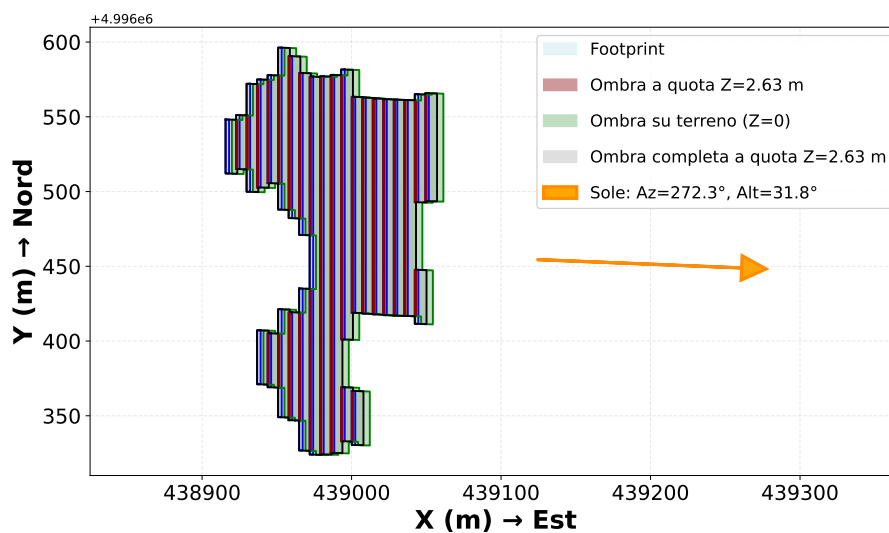
Il modello di Schmidt e Sauer, seppur datato, continua ad essere valido, essendo in grado di descrivere in maniera adeguata i principali contributi di perdita degli inverter. In particolare, tramite p_{self} si tiene conto delle perdite di autoconsumo,



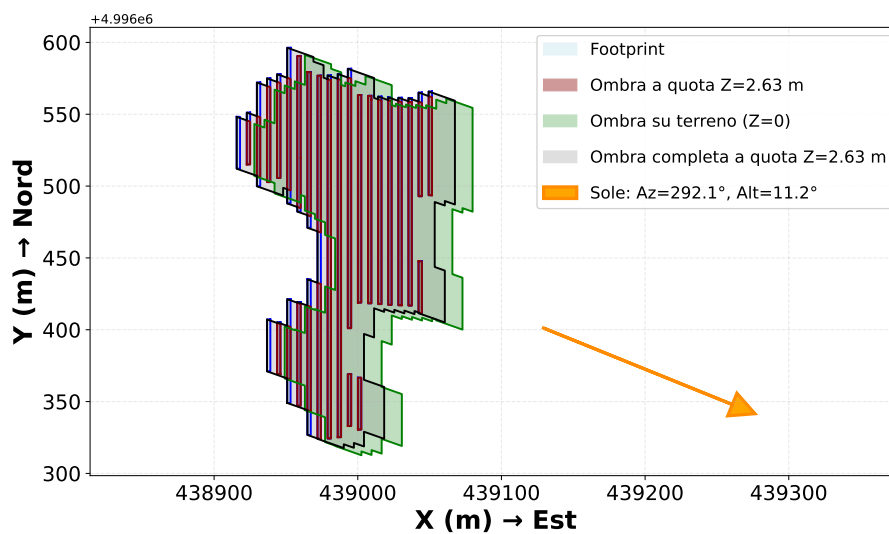
(a) Ore 06:00



(b) Ore 12:00



(c) Ore 18:00



(d) Ore 20:00

Figura 2.7: Ombreggiamento nel solstizio d'estate alle diverse ore del giorno.

ossia tutte quelle dovute all'alimentazione di ausiliari e sistemi di controllo e quindi indipendenti dalla potenza in uscita dall'inverter; il secondo contributo, invece, $(v_{\text{loss}} \cdot P_{\text{out}})$ rappresenta le perdite nei diodi e di commutazione nei transistor, entrambe dipendenti linearmente dalla corrente e di conseguenza dalla potenza. L'ultimo componente racchiude tutte le perdite per effetto Joule e che provocano un aumento della temperatura del convertitore.

Modelli di questo tipo vengono tuttora utilizzati come base per la modellizzazione (come nel caso di [30] dove si è sviluppato un modello che includesse gli effetti della potenza reattiva sulle perdite degli inverter) poiché il progresso della tecnologia ha reso più efficienti i convertitori ma non ha modificato significativamente i contributi di perdita.

I modelli dei Sandia National Laboratories, Driesse o più recentemente di Ivanov e Stanev analizzano il legame tra le perdite e potenza e tensione in ingresso all'inverter ([31] [32] [33]). Esprimere la potenza in uscita in funzione di quella in ingresso rende più immediata la valutazione dell'efficienza del convertitore durante le simulazioni di funzionamento, essendo il dato in input l'unico noto, ma si dimostra essere spesso privo di un reale significato fisico.

A differenza del modello di Sandia, Driesse e Ivanov usano potenza e tensione normalizzate ai rispettivi valori di riferimento, evitando, così, di avere valori dei parametri che spaziano su diversi ordini di grandezza e parametri differenti per prodotti con curve di efficienza dall'aspetto simile ma con intervalli operativi diversi.

Il modello di Driesse prevede un modello quadratico con una dipendenza lineare dalla tensione (2.17) o un modello doppio quadratico (2.18).

$$\begin{aligned} p_{\text{loss}} = & (b_{0,0} + b_{0,1}(v_{\text{in}} - 1)) \\ & + (b_{1,0} + b_{1,1}(v_{\text{in}} - 1)) \cdot p_{\text{in}} \\ & + (b_{2,0} + b_{2,1}(v_{\text{in}} - 1)) \cdot p_{\text{in}}^2 \end{aligned} \quad (2.17)$$

$$\begin{aligned} p_{\text{loss}} = & \left(b_{0,0} + b_{0,1}(v_{\text{in}} - 1) + b_{0,2} \left(\frac{1}{v_{\text{in}}} - 1 \right) \right) \\ & + \left(b_{1,0} + b_{1,1}(v_{\text{in}} - 1) + b_{1,2} \left(\frac{1}{v_{\text{in}}} - 1 \right) \right) \cdot p_{\text{in}} \\ & + \left(b_{2,0} + b_{2,1}(v_{\text{in}} - 1) + b_{2,2} \left(\frac{1}{v_{\text{in}}} - 1 \right) \right) \cdot p_{\text{in}}^2 \end{aligned} \quad (2.18)$$

Questo approccio è stato preso come riferimento per il modello di efficienza dell'inverter proposto, ma trascurando il contributo della tensione in ingresso, essendo un dato non disponibile durante le simulazioni effettuate.

A partire dal modello di Driesse, dunque, sono state modellate le curve di efficienza dell'inverter, elaborando tre strategie differenti:

- *PVWatts*: Questo modello è basato sulle analisi della *California Energy Commission* (CEC) sui dati relativi alle performance degli inverter.

Il fitting dei dati è stato fatto usando, appunto, il modello quadratico proposto in [32].

La curva di efficienza risultante è data dalla Equazione 2.19. L'efficienza di

riferimento dell'inverter, η_{ref} , derivata dai dati CEC per un inverter tipico rappresentativo, è pari a 0.9637.

$$\eta = \frac{\eta_{nom}}{\eta_{ref}} \left(-0.0162 \cdot \zeta - \frac{0.0059}{\zeta} + 0.9858 \right) \quad (2.19)$$

Dove $\zeta = \frac{P_{dc}}{P_{dc0}}$ e $P_{dc0} = \frac{P_{ac0}}{\eta_{nom}}$, con P_{dc} potenza in ingresso all'inverter, P_{dc0} e P_{ac0} rispettivamente taglia DC e AC dell'inverter [21].

Questo modello risulta meno accurato per le curve di efficienza degli inverter moderni essendo i parametri basati su dati relativi a convertitori in uso tra il 2010 e il 2014. Il modello di Sandia, ad esempio, predice in maniera più accurata l'output di potenza degli inverter più recenti, come dimostrato in [34]; tuttavia, necessitando di due variabili (V_{in} e P_{in}) gli si è preferito il modello di PVWatts che sfrutta la sola potenza in ingresso per ottenere risultati comparabili.

- *User*: Questa modalità consente all'utente di fornire un insieme discreto di valori di efficienza in corrispondenza di determinati livelli di carico. La curva di efficienza viene successivamente ricostruita mediante due approcci: un'interpolazione lineare a tratti oppure il modello quadratico a quattro parametri proposto da PVWatts. Nel secondo caso, i parametri del modello vengono stimati risolvendo un problema non lineare di minimi quadrati, utilizzando come punto di partenza i valori di riferimento adottati da PVWatts.

- *Datasheet*: In questa modalità, le curve di efficienza vengono ricostruite a partire da un dizionario interno, anch'esse mediante la risoluzione di un problema di minimi quadrati non lineare.

I valori di efficienza e di carico relativo sono stati ottenuti dalla digitalizzazione delle curve riportate nei datasheet dei principali produttori di inverter fotovoltaici, tra cui Huawei, Ingeteam e Sungrow. Per ciascuna curva sono stati selezionati 15 punti campione, scelti in modo da garantire un'accurata rappresentazione della regione di transizione a basso carico, caratteristica del comportamento degli inverter.

La Figura 2.8 riporta a sinistra la curva di efficienza interpolata a partire dai punti campione (in nero), mentre a destra si ha il reale andamento dell'efficienza in base al carico relativo secondo il datasheet dell'inverter Huawei-100KTL-M2. Il confronto è da intendersi per una tensione in ingresso di 540 V.

Si nota come il modello sia in grado di interpolare con elevata accuratezza i punti campione e replicare in maniera fedele la curva di efficienza dell'inverter considerato.

Una volta caratterizzate le perdite dell'inverter, è possibile determinare l'energia erogata in uscita, tenendo conto dell'eventuale limitazione della potenza imposta dalla taglia nominale dell'inverter.

La logica che viene utilizzata per determinare la potenza in uscita dall'inverter è la seguente:

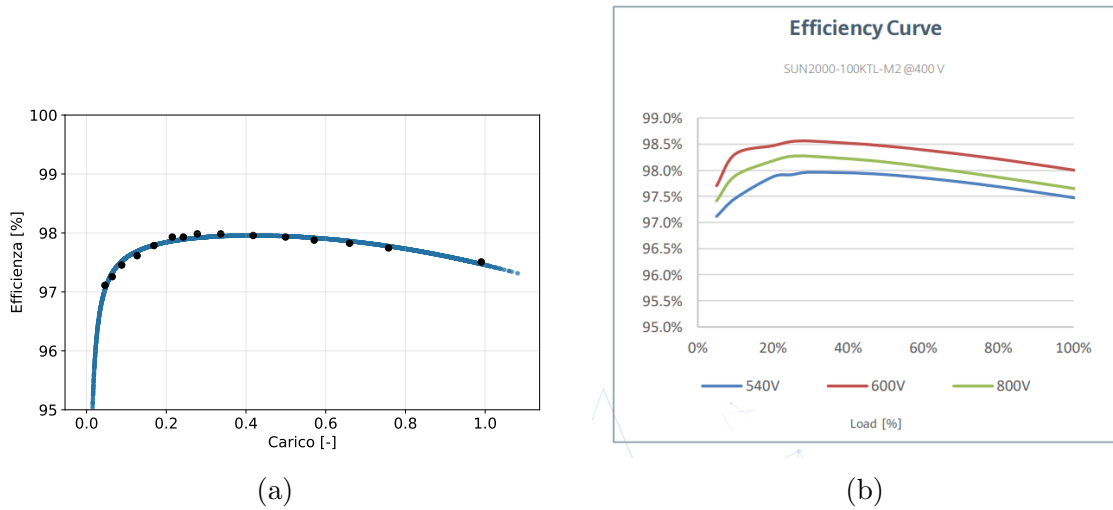


Figura 2.8: Confronto tra la curva di efficienza dell’inverter modellata (a) e le curve caratteristiche fornite dal produttore per diverse tensioni di ingresso (b).

$$P_{ac} = \begin{cases} \eta P_{dc} & : 0 < P_{dc} < P_{dc0} \\ P_{ac0} & : P_{dc} \geq P_{dc0} \\ 0 & : P_{dc} = 0 \end{cases} \quad (2.20)$$

dove P_{dc} , P_{dc0} e P_{ac0} rappresentano le stesse grandezze precedentemente indicate. Il *clipping* della potenza è un fenomeno ricorrente negli impianti fotovoltaici. I moduli operano raramente in condizioni standard e la potenza prodotta risulta nella maggior parte dei casi inferiore al valore di picco dell’impianto. Per tale ragione, nella pratica progettuale si tende a sottodimensionare l’inverter rispetto al campo fotovoltaico, al fine di mantenere il convertitore il più a lungo possibile in prossimità del punto di massima efficienza. Un sovradimensionamento dell’inverter, al contrario, comporterebbe frequenti periodi di funzionamento a basso carico, in particolare nelle ore mattutine e serali, con conseguente riduzione dell’efficienza di conversione o mancata attivazione del convertitore.

Il rapporto tra la potenza di picco del campo fotovoltaico e la taglia nominale dell’inverter, denominato *DC/AC ratio*, viene tipicamente fissato attorno a 1.2, valore che rappresenta un buon compromesso tra il massimo sfruttamento dell’efficienza del convertitore e le perdite energetiche dovute al *clipping*.

2.1.4 Metodo di allocazione dei moduli agli inverter

Per completare la configurazione dell’impianto è necessario assegnare i moduli fotovoltaici ai rispettivi inverter, in modo che il rapporto tra la potenza di picco del campo e la taglia nominale del convertitore risulti il più prossimo possibile al *DC/AC ratio* prefissato.

Il processo di *stringatura*, ovvero l'assegnazione delle stringhe³ ai singoli inverter, è influenzato dalle condizioni di temperatura. La tensione a circuito aperto (V_{OC}) e la potenza massima erogabile dal modulo decrescono all'aumentare della temperatura di esercizio, mentre la corrente di cortocircuito (I_{SC}) presenta un andamento opposto e di minore entità. Tale dipendenza è riconducibile al comportamento del diodo intrinseco della cella ed è descritta dalle relazioni lineari riportate nelle equazioni 2.21 e 2.22. I coefficienti di temperatura sono parametri forniti dal produttore nel datasheet del modulo e ricadono tipicamente negli intervalli $-(0.3\% \div 0.5\%)$ per $\gamma_{V_{OC}}$ e $(0.02\% \div 0.04\%)$ per $\gamma_{I_{SC}}$.

$$V_{OC}(T) = V_{OC}(T_{ref}) \cdot (1 + \gamma_{V_{OC}}(T - T_{ref})) \quad (2.21)$$

$$I_{SC}(T) = I_{SC}(T_{ref}) \cdot (1 + \gamma_{I_{SC}}(T - T_{ref})) \quad (2.22)$$

La determinazione dei valori massimi e minimi di tensione e corrente è fondamentale per stabilire il numero di moduli in serie per ciascuna stringa e il numero di stringhe collegabili in parallelo a ciascun ingresso MPPT (*Maximum Power Point Tracker*) dell'inverter. A tal fine, sono state considerate la temperatura ambientale minima registrata nel TMY e la massima temperatura di cella, ricavata in funzione della radiazione solare incidente sul modulo. La temperatura di riferimento è fissata a $25^\circ C$, in accordo con le condizioni standard di funzionamento (STC).

Ciascun ingresso MPPT impone vincoli sulla tensione massima e minima accettabili e sulla corrente massima in ingresso. Il vincolo sulla tensione determina il numero massimo di moduli in serie per stringa, mentre quello sulla corrente determina il numero massimo di stringhe in parallelo.

La procedura di *stringatura* è implementata secondo due logiche distinte. Nel metodo `from_modules`, il numero di inverter necessari viene determinato a partire dal numero totale di moduli, procedendo successivamente all'allocazione delle stringhe. Nel metodo `from_inverters`, il procedimento è inverso: il numero di inverter è fissato a priori e i moduli vengono distribuiti di conseguenza. In quest'ultima modalità, qualora il numero di inverter non venga specificato dall'utente, viene assunto automaticamente un *DC/AC ratio* pari a 1.2.

Per entrambe le logiche, il numero massimo di moduli in serie per ingresso MPPT viene calcolato come il rapporto tra la tensione massima dell'ingresso MPPT e la tensione massima del modulo, valutata alla temperatura minima di esercizio. Il valore ottenuto è successivamente verificato rispetto ai seguenti vincoli:

$$N_{s,max} = \frac{V_{max, MPPT}}{V_{max, modulo}} \quad (2.23)$$

$$\begin{cases} V_{max, modulo} \cdot N_{s,max} \leq V_{max, input} \\ P_{modulo} \cdot N_{s,max} \leq V_{max, MPPT} \cdot I_{max, MPPT} \end{cases}$$

Verificati i vincoli sulla tensione, si determina il numero di stringhe in parallelo per ciascun ingresso MPPT, tenendo conto della massima corrente tollerata, della

³Per stringa si intende l'insieme di moduli connessi in serie. Il numero massimo di moduli connessi in serie dipende dalle specifiche di progetto (tensione massima dell'inverter, normative, ecc.).

massima corrente di cortocircuito ammissibile e del numero massimo di stringhe in parallelo fisicamente accettato dall'ingresso. È stato adottato un DC/AC ratio massimo pari a 1.25, al fine di garantire un margine rispetto al valore tipico di progetto.

Nel metodo `from_modules`, il numero di inverter di primo tentativo è ottenuto dal rapporto tra il numero totale di stringhe e il numero massimo di stringhe per inverter, quest'ultimo calcolato come prodotto tra il numero di stringhe in parallelo per ingresso MPPT e il numero massimo di ingressi MPPT dell'inverter. Qualora il numero di inverter così determinato comporti il superamento del vincolo sul DC/AC ratio, il numero di inverter viene incrementato fino a rientrare nel limite prefissato. Nel metodo `from_inverters`, il superamento di tale vincolo viene invece segnalato all'utente tramite un avviso.

Una volta determinato il numero di inverter, le stringhe vengono distribuite uniformemente tra i rispettivi ingressi MPPT, al fine di ripartire il carico in maniera più omogenea tra i convertitori. Poiché l'unità di allocazione è la stringa e non il singolo modulo, è possibile che un certo numero di moduli rimanga non allocato. Costituire stringhe utilizzando tali moduli, infatti, porterebbe ad avere una tensione insufficiente a soddisfare i requisiti minimi dell'ingresso MPPT.

Conclusa la fase di allocazione, vengono determinati il carico assegnato a ciascun inverter e a ciascun ingresso MPPT.

Non vengono imposte delle limitazioni sul minimo rapporto tra potenza di picco del campo fotovoltaico e taglia dei convertitori per rendere più flessibile la modellazione.

2.2 Sistema di accumulo stazionario

La seconda parte del capitolo è incentrata sui sistemi di accumulo a batterie e sul come si inseriscono all'interno del mercato elettrico italiano.

Il modello di funzionamento dei BESS verrà largamente basato su analisi dei sistemi di accumulo reali italiani e sarà sfruttato per stimare i differenti modelli di perdita tra la configurazione con accoppiamento AC e quella con accoppiamento DC.

2.2.1 Analisi del funzionamento dei sistemi di accumulo nel Mercato Elettrico italiano

Prima di illustrare lo studio che si è perseguito per la modellizzazione dei sistemi di accumulo, è importante spiegare come è organizzato il mercato elettrico italiano e come vi possono partecipare le varie unità produttive e di consumo.

Il Gestore dei Mercati Energetici (GME) è una società costituita dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE S.p.A.) con l'obiettivo di organizzare e gestire i mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e quelli ambientali, nel rispetto dei principi di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza.

Il GME consente agli operatori di scambiare liberamente energia, sia all'interno del mercato nazionale che verso altri mercati europei, nel rispetto dei limiti di capacità di trasporto definiti dalla rete elettrica [35].

Le transazioni energetiche vengono effettuate mediante la presentazione di offerte di

acquisto o di vendita, le quali possono essere gestite secondo due modalità distinte: la negoziazione continua e la negoziazione ad asta.

Per la valutazione del comportamento dei BESS l'attenzione è stata incentrata sui due mercati elettrici principali: il Mercato del Giorno Prima (MGP) e il Mercato Infragiornaliero (MI).

Il MGP è il mercato principale dell'energia elettrica, è zonale e dal 1° ottobre 2025 è un mercato quartorario. Opera tra le 8:00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e le 12:00 del giorno precedente alla consegna. È un mercato d'asta nel quale gli operatori partecipano presentando offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. L'intersezione tra le curve di vendita e di acquisto determina l'equilibrio del sistema, ossia il prezzo di equilibrio (*system marginal price*, SMP) e la quantità accettata per ogni operatore. Tutte le offerte di acquisto con prezzo superiore al SMP e quelle di vendita con prezzo inferiore al SMP vengono accettate; le offerte con prezzo uguale al margine vengono accettate solo per una certa quota.

Le offerte di vendita sono remunerate secondo il SMP, mentre le offerte di acquisto sono soggette dal 2025 al *PUN Index GME* (Prezzo Unico Nazionale) [36]. Questo indice è il riferimento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica scambiata sul MGP calcolato dal GME secondo l'Articolo 1, comma 2 del D.M. MASE 18 Aprile 2024 ss.mm.ii:

Ai fini della disciplina del mercato elettrico, il GME calcola il prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata nell'ambito del suddetto mercato, come media dei prezzi zionali ponderata per le quantità acquistate relativamente a portafogli zionali in prelievo in ciascuna zona geografica di mercato [37].

Il Mercato Infragiornaliero consente agli operatori di apportare modifiche alle posizioni commerciali definite nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Le negoziazioni sul MI avvengono attraverso lo svolgimento di tre sessioni d'asta (MI-A) e una sessione di negoziazione continua (MI-XBID).

La logica di accettazione delle offerte di acquisto e vendita è la medesima, ma a differenza del MGP, nelle sessioni d'asta del MI non si applica il Prezzo Unico Nazionale.

Tutte le offerte accettate sono definitive e vincolanti per l'operatore e ciascuna di esse è valutata in base alla disponibilità tecnica delle unità coinvolte e della rete. Un'offerta accettata in una delle tre aste del MI non sostituisce un'offerta fatta dallo stesso operatore per uno stesso punto di offerta e uno stesso periodo, nel corso di un'altra seduta di mercato, ma va a semplicemente a modificare la quantità di energia iniettata o prelevata dal dato punto nel dato periodo.

La presenza sempre più marcata di fonti rinnovabili non programmabili ha portato a una crescente diffusione dei sistemi di accumulo (7 GWh totali nel 2023, 13 GWh totali nel 2024). Gli impianti di stoccaggio ricoprono un ruolo fondamentale nella gestione della rete, poiché ne migliorano stabilità e sicurezza e forniscono una lunga serie di servizi utili al sistema elettrico. I sistemi di accumulo vengono impiegati principalmente per il *time-shifting* o per svolgere servizi ancillari.

Per servizi ancillari si intendono le attività di regolazione della frequenza e del-

la tensione di rete, agendo rispettivamente sulla potenza attiva e reattiva iniettata/prelevata dalla rete. Il *time-shifting* consiste nella possibilità di spostare parte della produzione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) dalle ore di alta disponibilità della risorsa alle ore di bassa o nulla disponibilità, in maniera tale da gestire efficacemente la *overgeneration*⁴ [38].

Spostare temporalmente l'energia permette ai di sistemi di accumulo di essere impiegati per smorzare i picchi di domanda nelle ore di punta (*Peak shaving*), evitando l'entrata in servizio di impianti di back-up che potrebbero avere costi più elevati.

Il vantaggio principale del *time-shifting*, però, risiede nella possibilità di fare arbitraggio energetico, ossia acquistare energia quando il prezzo è basso per rivenderla nelle ore di maggiore necessità, in cui il prezzo è maggiore. In questo modo, la rete si mantiene più stabile e l'operatore del sistema di accumulo gode di un profitto economico.

La maggior parte dei sistemi di accumulo impiegati in Italia sono di tipo elettrochimico⁵ (BESS-Battery Energy Storage System), complice il rapido progresso della tecnologia che ha reso questa tipologia di stoccaggio molto efficiente, rapida in fase di carica e scarica e sempre meno costosa.

I BESS sono coinvolti anche all'interno delle aste del MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico), un nuovo strumento di mercato introdotto dal Decreto Legislativo 210/21 per permettere al sistema energetico nazionale di acquisire nuova capacità di accumulo centralizzato. L'obiettivo è massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assicurare una maggiore flessibilità del sistema. Per farlo il MACSE garantisce un premio annuale fisso per la capacità di stoccaggio aggiudicata dagli operatori attraverso aste competitive e periodiche organizzate dal gestore della rete elettrica italiana Terna. La prima asta, tenutasi il 30 settembre 2025 ha visto assegnare una capacità di 10 GWh in batterie al litio-ione con consegna prevista nel 2028. Il premio medio concesso ai 15 progetti vincitori è di 12 959€/MWh-anno [6].

Il MACSE, dunque, consiste in un incentivo fisso e garantito per l'installazione e l'asservimento alla rete di nuovi sistemi di accumulo, ma la principale fonte di guadagno per gli operatori resta l'arbitraggio e il prestare servizi ancillari. Da analisi di *Strategic Energy Europe* e *Our New Energy (ONE)* è emerso che gli incentivi MACSE garantirebbero 35€/MWh per ciclo, mentre l'arbitraggio porterebbe a guadagni, in base alla zona di mercato di operazione, di circa 60€/MWh per ciclo [39]. L'aumentare della penetrazione di sistemi di accumulo nella rete renderà sempre meno vantaggioso economicamente l'arbitraggio (dal 10 al 25% in meno nel 2030, secondo il modello di ONE), mentre i vincitori del MACSE continueranno ad avere un pre-

⁴Il fenomeno della sovragerazione da fonti rinnovabili è uno dei principali rischi da considerare nella gestione e sviluppo della rete. Si distinguono principalmente due tipi di *overgeneration* (OG):

- OG da congestione: un'insufficiente capacità di trasporto della rete elettrica preclude il pieno sfruttamento delle risorse rinnovabili.
- OG da assenza di domanda: si manifesta quando, anche in presenza di sufficiente disponibilità di trasporto, la intensità della produzione da fonti non programmabili è superiore alla domanda del sistema elettrico.

⁵Da dati Terna del 31/01/2026 la potenza installata di sistemi di accumulo è di 11774 MW, di cui il 63.05% di tipo elettrochimico, integrato o meno su FER.

mio garantito per tutta la durata del contratto (15 anni) [40].

Il MACSE, dunque, garantisce una maggiore stabilità dei ricavi a scapito della flessibilità operativa, dovendo asservire alle necessità della rete; fare arbitraggio, invece, espone l'operatore a maggiori rischi ma permette maggiore libertà.

Per analizzare il comportamento dei BESS, sono state esaminate le offerte pubbliche disponibili sul portale del GME relative al Mercato del Giorno Prima e alle tre aste del Mercato Infragiornaliero, con riferimento ai periodi dal 22 al 28 luglio 2025 e dal 16 al 22 novembre 2025. La scelta di tali intervalli temporali è motivata dalla necessità di confrontare il comportamento dei sistemi di accumulo nei mesi estivi rispetto a quelli invernali.

Secondo uno studio di Rystad Energy, la transizione del sistema europeo di prezzatura dell'energia a un'unità temporale di 15 minuti determinerà un incremento medio dei ricavi da arbitraggio per i sistemi BESS pari al 15% rispetto al mercato orario. Ciò è attribuibile al fatto che una risoluzione temporale di 15 minuti consente di cogliere con maggiore precisione le oscillazioni di prezzo, in particolare nei Paesi caratterizzati da un'elevata penetrazione di fonti energetiche rinnovabili [41].

Il prezzo dell'energia dipende, infatti, anche dalla produzione da FER che, essendo fonti a costo marginale pressoché nullo, abbattano il PUN e causano ampie variazioni del prezzo nel corso della giornata. La produzione fotovoltaica, in particolare, è responsabile della cosiddetta *duck curve*, mostrata in Figura 2.9. La *duck curve* è caratterizzata da due picchi di prezzo, uno mattutino e uno serale, con un minimo nelle ore centrali della giornata, corrispondente al periodo di massima producibilità fotovoltaica.

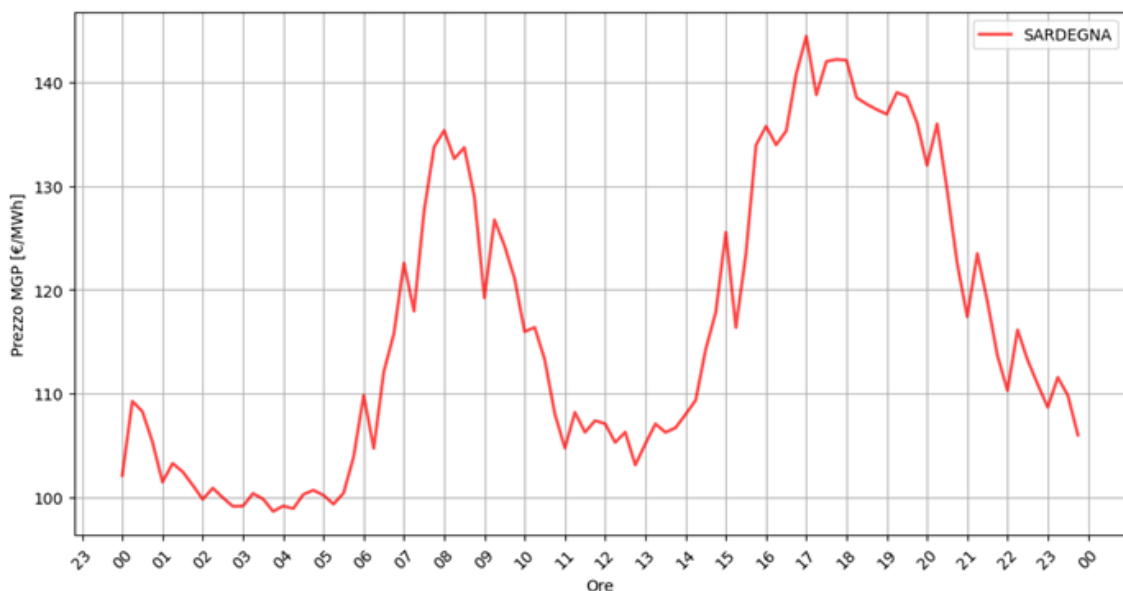


Figura 2.9: Andamento del prezzo medio del MGP in Sardegna nella settimana dal 16 al 22 novembre 2025.

Lo studio condotto ha individuato 22 BESS attivi sui due mercati, diffusi principalmente nel Nord Italia e in Sardegna. Dall'analisi, come atteso, si è osservato che tutti i sistemi di accumulo individuati praticano arbitraggio. L'energia viene

venduta quando il prezzo è maggiore (mattina e sera) e acquistata quando è minore (notte e pomeriggio).

La Figura 2.10 illustra il comportamento del BESS di proprietà di ENI, installato ad Assemini, nei due mercati considerati. Nel grafico di sopra sono riportate le offerte accettate nel solo MGP, dove si osserva come il sistema abbia presentato offerte di acquisto nelle ore in cui il prezzo è più contenuto e offerte di vendita nelle ore di picco, in linea con una strategia di arbitraggio.

Il grafico di sotto mostra invece l'insieme delle offerte accettate nel MGP e nelle tre aste del MI. La partecipazione al MI consente all'operatore di modificare le posizioni assunte nel giorno precedente, adattando la strategia all'andamento effettivo dei prezzi o ad altre esigenze operative. Un esempio significativo si osserva nella fascia oraria tra le 3:00 e le 5:00: in tale intervallo, il BESS aveva acquisito energia nel MGP (barre verde scuro), ma nella seconda asta del MI (A2, barre gialle) ha presentato offerte di vendita di pari entità, annullando di fatto la posizione precedente. Questo aggiustamento ha consentito di spostare la ricarica del sistema all'intervallo tra l'1:00 e le 2:00, durante il quale il prezzo nel MI (curva blu) risultava inferiore rispetto a quello registrato nel MGP (curva rossa), riducendo così i costi.

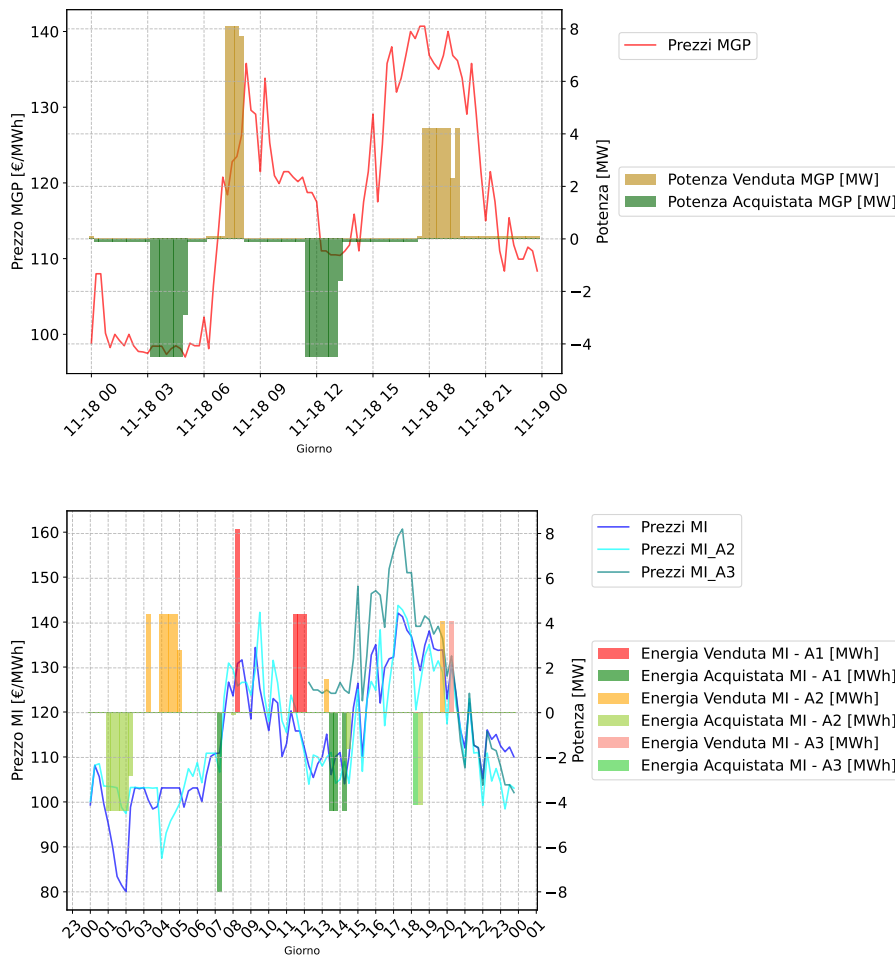


Figura 2.10: Comportamento di un BESS localizzato ad Assemini (CA), all'interno del Mercato del Giorno Prima (sopra) e nel Mercato Infragiornaliero (sotto).

La Figura 2.11 raccoglie le spese e i ricavi normalizzati rispetto ai MWh di energia acquistata e venduta, evidenziando il margine economico conseguito attraverso l'arbitraggio. Si osserva come, in generale, il margine risulti nettamente superiore nel periodo estivo rispetto a quello invernale, in particolare in Sicilia e Sardegna, con l'eccezione della zona *NORD*. Quest'ultima presenta un comportamento ano-

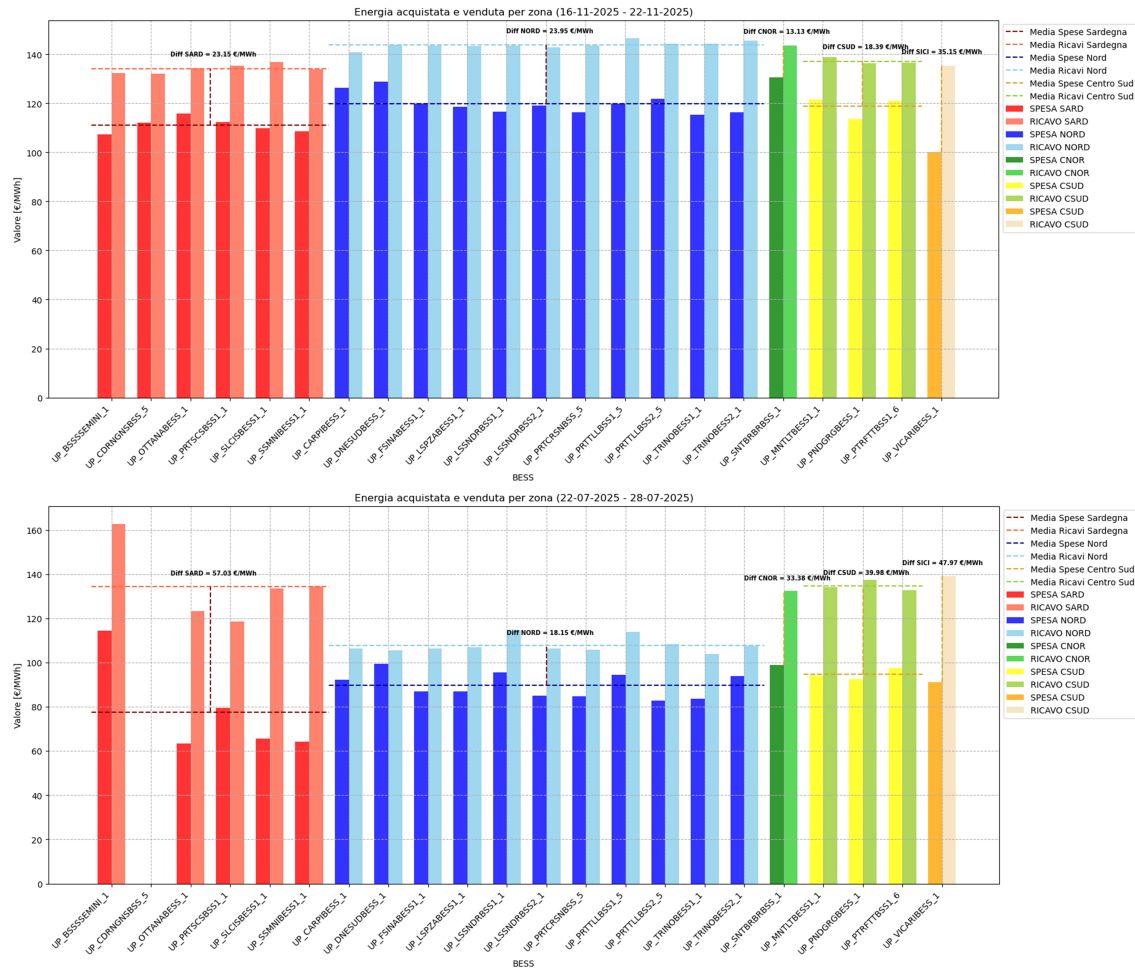


Figura 2.11: Analisi del margine economico derivato dall'arbitraggio a novembre (sopra) e a luglio (sotto).

malo nella settimana estiva analizzata (si veda la Figura 2.12): il prezzo medio del MGP non segue il profilo tipico della *duck curve*, risultando invece notevolmente compresso, con uno scarto tra il valore massimo e quello minimo pari a circa il 24% del massimo, come indicato in figura. Tale ridotta escursione di prezzo ha limitato le opportunità di arbitraggio, determinando un margine sensibilmente inferiore rispetto alle altre zone.

In conclusione, si è osservato come tutti i BESS rilevati praticino l'arbitraggio e il vantaggio economico che se ne trae dipende da quanto è profonda la 'pancia' della curva di prezzo. Inoltre, è importante notare come i BESS siano molto attivi su entrambi i mercati e aggiustino continuamente le posizioni per cercare di ottimizzare lo sfruttamento dei minimi in acquisto e dei massimi in vendita.

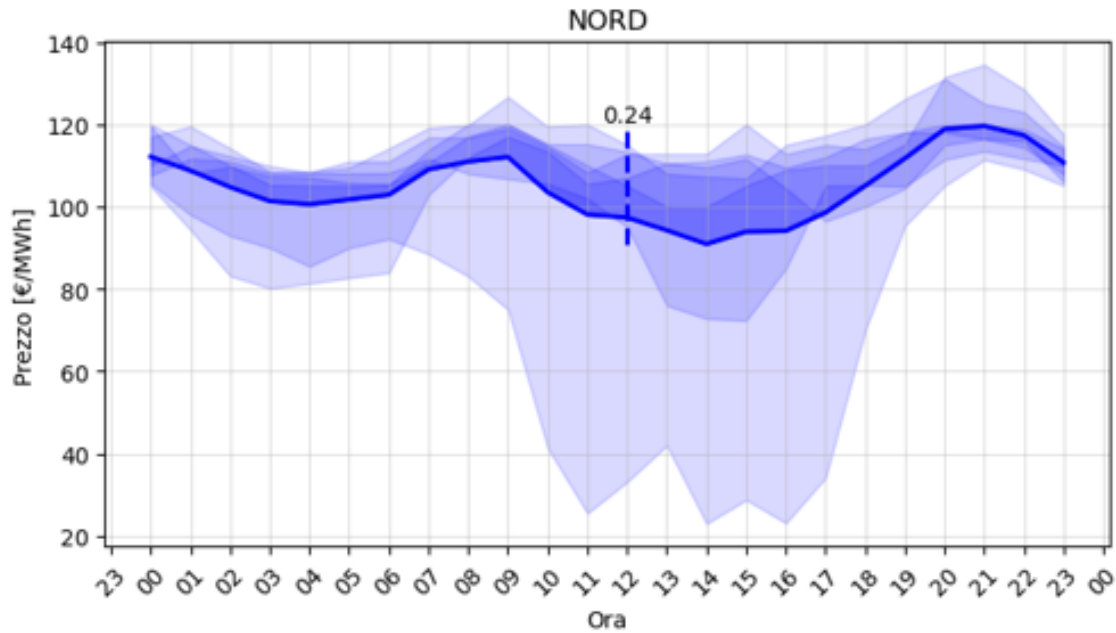


Figura 2.12: Andamento del prezzo medio orario del MGP nella zona NORD nella settimana dal 22 al 28 luglio 2025. La curva continua rappresenta la media oraria dell'intera settimana, mentre le aree ombreggiate indicano, per ciascun giorno, lo scarto rispetto a tale media. La linea tratteggiata evidenzia lo scarto relativo tra il valore massimo e quello minimo della curva media, pari al 24%.

2.2.2 Modello di operazione del sistema di accumulo

A partire dalle osservazioni condotte sui BESS nella sezione precedente, è stato sviluppato un modello euristico volto a simulare le logiche di operazione di tali sistemi di accumulo. Poiché l'obiettivo dello studio complessivo è la modellizzazione di sistemi costituiti da impianti fotovoltaici integrati con BESS, nella definizione del modello si è sempre considerata la presenza di un impianto fotovoltaico associato.

Il modello si basa su un meccanismo a soglie per determinare la quantità di energia scambiata, il periodo di scambio e la direzione del flusso energetico, ossia verso il BESS o dalla batteria verso la rete. Le soglie sono state definite in funzione di tre parametri: il prezzo dell'energia, lo stato di carica della batteria e la produzione dell'impianto fotovoltaico. Per semplicità è stato ipotizzato un funzionamento dei BESS solo all'interno del Mercato del Giorno Prima.

La soglia sul prezzo è espressa come frazione del prezzo massimo giornaliero. Il BESS può procedere all'acquisto di energia dalla rete nelle ore in cui il prezzo risulta inferiore a tale soglia, e alla vendita nelle ore in cui il prezzo la supera. Le due soglie sono distinte, proprio per incentivare l'arbitraggio.

I valori standard per le soglie di prezzo sono stati determinati dall'analisi sui BESS reali, mediando nelle due settimane osservate il prezzo a cui veniva venduta o acquistata energia rispetto al massimo giornaliero. Per prediligere l'importazione di energia dal fotovoltaico si è minorato il valore di default della soglia di acquisto del 25%.

Lo stato di carica (SoC) della batteria introduce due ulteriori vincoli: la vendita

di energia è inibita qualora il SoC scenda al di sotto di un valore minimo, al fine di preservare una riserva energetica; analogamente, l'acquisto è bloccato al raggiungimento di un valore massimo. Anche in questo caso per prediligere il trasferimento di energia dal fotovoltaico al BESS si è scelto come SoC massimo per l'acquisto dell'energia un valore inferiore rispetto allo stato di carica massimo imposto per preservare la longevità e la sicurezza della batteria.

Infine, la soglia sulla produzione fotovoltaica è definita come frazione della massima producibilità giornaliera dell'impianto. L'energia prodotta dal fotovoltaico viene dirottata verso il BESS esclusivamente quando la produzione istantanea supera tale soglia. Questo approccio è stato scelto in modo da sfruttare sempre la fascia oraria di massima produzione per ricaricare la batteria, sostituendo la ricarica pomeridiana da rete che si registrava nei BESS reali, e, teoricamente, compensando anche le possibili *overgeneration* del sistema.

Le soglie sul prezzo e sullo stato di carica determinano la quantità di energia acquistata o venduta dalla rete nel punto di connessione.

La quantità di energia che effettivamente raggiunge il BESS dipende dalle efficienze dei sistemi di conversione della potenza, ma soprattutto dalla configurazione adottata per collegare sistema di accumulo e impianto fotovoltaico tra di loro e alla rete. Si distinguono due diverse configurazioni: l'accoppiamento DC e l'accoppiamento AC, entrambe descritte nel dettaglio nella Sezione 2.2.4.

Per i trasformatori e per il convertitore DC/DC, presente esclusivamente nella configurazione con accoppiamento DC, è stata adottata un'efficienza costante; per gli inverter, invece, sono state utilizzate le efficienze calcolate tramite il modello descritto nella Sezione 2.1.3. Si noti che, nel caso di accoppiamento DC, è presente un unico trasformatore e un unico inverter, a differenza della configurazione AC.

Il modello è strutturato in modo da calcolare i flussi di energia, lo stato di carica e il C-rate, ossia la velocità con cui la batteria si scarica o ricarica normalizzata alla capacità nominale. Il calcolo è eseguito una prima volta considerando tutte le efficienze costanti, per essere ripetuto successivamente considerando l'efficienza degli inverter in base al carico effettivo e le efficienze di carica e scarica del BESS considerando i valori effettivi di SoC e C-rate, parametri da cui dipende il rendimento di round-trip delle batterie. Il rendimento di round-trip è definito come il rapporto tra l'energia totale erogata da un sistema di accumulo e l'energia immessa per ricaricarlo.

2.2.3 Modello delle perdite della batteria

Per il calcolo delle efficienze di carica, scarica e di round-trip del BESS sono stati presi come riferimento gli studi di Redondo-Iglesias e Pelissier e di Bobanac, Bašić e Pandžić sull'efficienza delle batterie litio-ione [42] [43].

I due studi considerano tecnologie di batterie differenti: [42] analizza gli effetti del C-rate e del DOD (Depth of Discharge, $1 - \text{SoC}$) sulle batterie LFP (Lithium Iron Phosphate); [43] esamina invece in che misura le batterie Li-NMC (Lithium Nickel Manganese Cobalt) siano soggette a degrado in funzione della velocità dei cicli di carica e scarica.

Lo studio di Redondo-Iglesias e Pelissier (*On the Efficiency of LFP Lithium-ion Batteries*) si basa su un modello equivalente della cella costituito da un generatore

ideale di tensione associato a un'impedenza interna. Le misure sperimentali sono state condotte su una cella LFP da 4.4 Ah alla temperatura controllata di 25°C, mediante tre tipologie di test.

La prima riguarda la determinazione della tensione a vuoto della cella. L'approccio innovativo sfruttato dagli autori prevede una sequenza di impulsi di corrente in carica e scarica a 1C⁶, in contrasto con il metodo classico a bassa corrente (C/20) costante e continua. Questa metodologia consente di avere una stima più precisa della tensione.

La seconda tipologia di test consiste in cicli completi di carica e scarica a diversi C-rate (da C/20 a 4C) con l'obiettivo di valutare l'efficienza energetica in funzione della corrente. Infine, l'efficienza viene valutata attraverso test a impulsi in cui si combinano diverse correnti, duty cycle e stati di carica (DOD pari al 20% o 50%).

Dallo studio è emersa una chiara dipendenza dell'efficienza dal C-rate: all'aumentare della corrente diminuisce drasticamente l'efficienza come mostrano le curve della Figura 2.13.

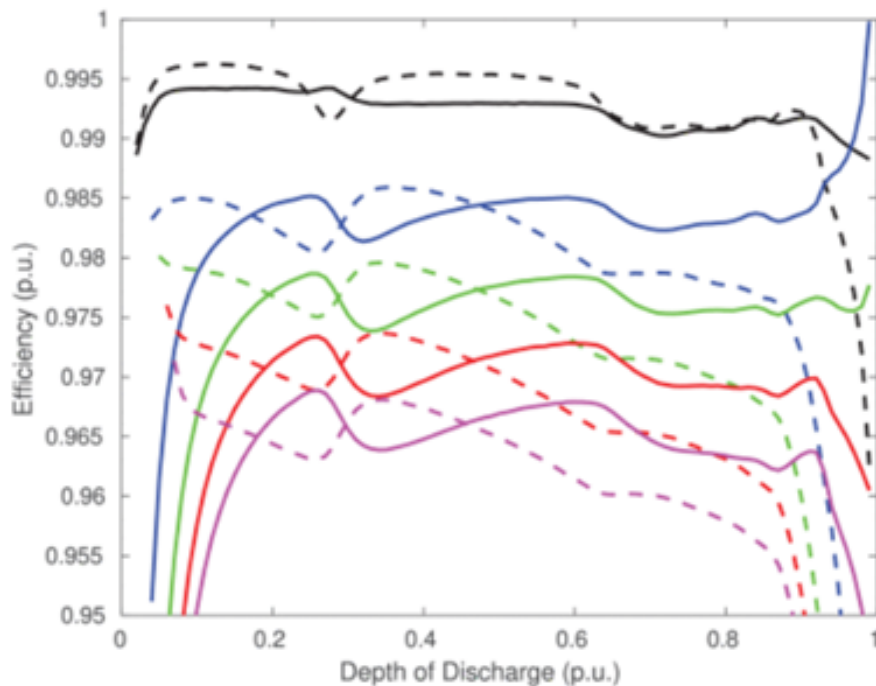


Figura 2.13: Efficienza di carica e scarica (rispettivamente curva continua e tratteggiata) al variare del C-rate (nero, blu, verde, rosso e magenta per C/20, 1C, 2C, 3C e 4C). L'immagine è stata presa da [42]

Dalla figura si evince anche che l'efficienza risulta pressoché costante nella regione centrale di funzionamento (DOD compreso tra 20 e 90%) per poi decrescere rapidamente in prossimità degli estremi. Questo è un effetto tipico delle batterie

⁶1C è una misura del C-rate e indica una carica o scarica completa in un'ora

LFP e differisce dalle NMC in cui si registra un calo costante all'incrementare della DOD.

Per il modello di efficienza, le curve di efficienza in carica e in scarica, sono state discretizzate e poi ricampionate su una griglia comune di 200 punti equidistanti nell'intervallo $DOD \in [0, 1]$ mediante interpolazione lineare.

Le curve così ottenute sono state organizzate in due matrici di efficienza $\boldsymbol{\eta}_{\text{ch}}$ e $\boldsymbol{\eta}_{\text{dis}}$, indicizzate rispettivamente per C-rate e DOD. A partire da tali matrici è stato costruito un interpolatore bilineare, che consente di stimare l'efficienza istantanea della batteria per qualsiasi combinazione di C-rate e DOD all'interno del dominio definito.

Lo studio *Determining Lithium-ion Battery One-way Energy Efficiencies: Influence of C-rate and Coulombic Losses*, invece ha come obiettivo la determinazione delle efficienze energetica e coulombica di una cella NMC 18650 da 3 Ah.

Le efficienze energetiche sono stimate integrando la potenza nel tempo e utilizzando la curva di tensione a vuoto ricavate mediante misurazioni durante cicli completi di carica e scarica a C-rate variabili per la potenza e un ciclo completo a bassa carica per la OCV (Open Circuit Voltage, tensione di circuito aperto).

Le curve di carica e scarica di Figura 2.14 risultano fortemente non lineari e dipendono significativamente dal C-rate; in particolare, all'aumentare della corrente aumentano le perdite voltaiche. Nella figura sull'asse delle ascisse si ha lo State of Energy (SOE), definito come:

$$\begin{aligned} \text{soe}(t) = \text{soe}(t-1) + \eta^{\text{ch}} \cdot \frac{100}{C^{\text{E}}} \int_{t-1}^t P^{\text{ch}}(\tau) d\tau \\ - \frac{1}{\eta^{\text{dis}}} \cdot \frac{100}{C^{\text{E}}} \int_{t-1}^t P^{\text{dis}}(\tau) d\tau, \end{aligned} \quad (2.24)$$

dove C^{E} è la capacità della batteria in Wh , P^{ch} e P^{dis} sono le potenze di carica e scarica (assunte positive), mentre η^{ch} e η^{ch} sono le efficienze di carica e scarica. Lo studio, inoltre, evidenzia l'importanza delle perdite coulombiche nel considerare le efficienze di carica e scarica.

In questo caso a partire dai valori tabulati delle efficienze di carica e scarica in funzione della corrente è stata ricavata la funzione interpolante da utilizzare in corrispondenza degli effettivi valori di C-rate.

2.2.4 Configurazioni di connessione del BESS al fotovoltaico

I sistemi fotovoltaici integrati con BESS possono presentarsi in due configurazioni, dettate dal modo in cui viene connesso alla rete il sistema di accumulo.

L'accoppiamento AC utilizza due inverter distinti per la connessione dell'impianto fotovoltaico e del BESS alla rete. L'accoppiamento DC utilizza un solo inverter per il sistema, unitamente a un convertitore DC-DC. La posizione di quest'ultimo determina a sua volta due configurazioni: accoppiamento lato BESS e accoppiamento lato fotovoltaico. Nel primo caso l'inverter controlla il flusso di potenza verso il PCC (Point of Common Coupling, punto di connessione alla rete), mentre il convertitore controlla la tensione in modo che il fotovoltaico operi sempre in condizioni MPPT e

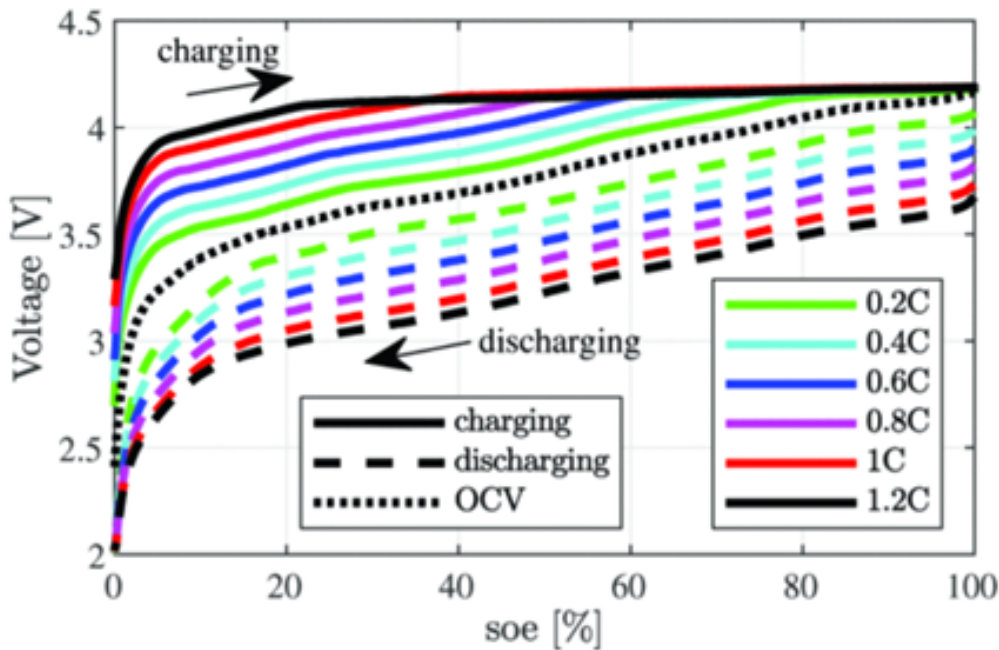


Figura 2.14: Tensione di circuito chiuso (Closed-circuit voltages, CCV) per diversi valori di C-rates e tensione di circuito aperto. L'immagine è stata presa da [43]

deve garantire un flusso bidirezionale per consentire sia la carica che la scarica della batteria [44].

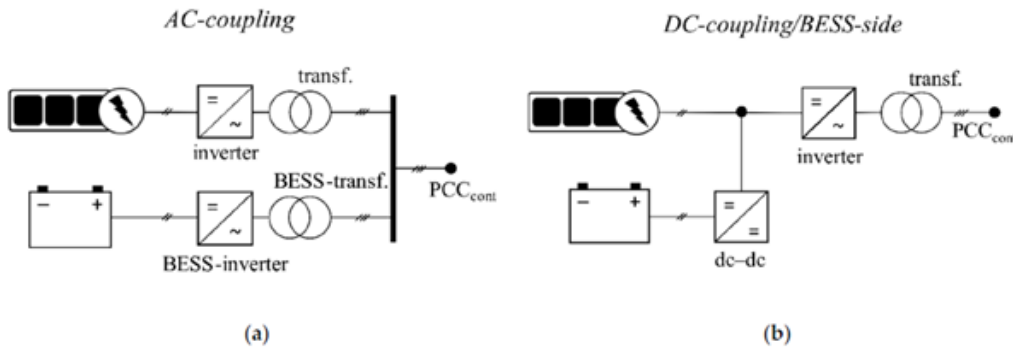


Figura 2.15: Possibili configurazioni di accoppiamento tra impianto fotovoltaico e BESS: (a) Accoppiamento AC; (b) Accoppiamento DC/lato BESS; (c) Accoppiamento DC/lato FV. L'immagine è stata presa da [44]

I sistemi con accoppiamento AC sono più comuni negli impianti ibridi utility scale, in quanto garantiscono una maggiore flessibilità di operazione (essendo presenti due inverter distinti) e una risposta più rapida nel fornire servizi ancillari. Inoltre, la loro struttura consente loro di essere integrati come aggiunta a impianti fotovoltaici preesistenti, oppure installati in parallelo a questi ultimi. Avere inverter multipli a gestire il tutto, rende questa configurazione più affidabile rispetto al caso di accoppiamento in DC, ma al contempo ne alza i costi [45].

L'accoppiamento DC, seppur meno diffuso, garantisce una maggiore efficienza nella conversione dell'energia dal fotovoltaico al BESS, dovendo attraversare solo lo stadio del convertitore DC-DC e presenta un costo medio inferiore rispetto al caso in AC, come detto. La flessibilità limitata di operazione e la minore resilienza vengono in parte compensate dalla possibilità di sovradimensionare maggiormente l'impianto fotovoltaico rispetto agli inverter, dal momento che l'energia in eccesso viene facilmente reindirizzata verso la batteria [45].

Il modello del BESS descritto nella Sezione 2.2.2 considera due sole configurazioni: l'accoppiamento AC e l'accoppiamento DC lato BESS, quest'ultima scelta rappresentando la configurazione più efficiente tra le due varianti DC possibili [44].

Nel modello è inoltre considerata la possibilità, offerta dall'accoppiamento DC, di recuperare l'energia fotovoltaica che andrebbe altrimenti perduta a causa del clipping dell'inverter, nei casi in cui la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico superi la taglia nominale dell'inverter stesso.

Capitolo 3

Risultati

In questo capitolo verranno illustrate le prestazioni del modello di producibilità fotovoltaica definito nella Sezione 2.1, confrontandole con PVSyst, software commerciale di riferimento per le operazioni di predimensionamento degli impianti fotovoltaici.

Il modello del BESS, integrato con quello fotovoltaico, sarà utilizzato per calcolare le perdite di sistema e per confrontare le efficienze delle due configurazioni di accoppiamento considerate: in corrente continua (DC) e in corrente alternata (AC).

3.1 Differenze tra il modello sviluppato e PVSyst

PVSyst è uno strumento di simulazione altamente sofisticato sviluppato all'Università di Ginevra dal 1993 ed è uno dei software più utilizzati per il dimensionamento degli impianti fotovoltaici e la valutazione della loro produzione energetica. Il software consente di analizzare accuratamente diverse configurazioni di impianti fotovoltaici e di valutarne i risultati per individuare la soluzione migliore. Oltre a supportare l'analisi della produzione energetica e il dimensionamento dell'impianto, questo strumento consente di stimare gli effetti degli ombreggiamenti e di effettuare valutazioni economiche.

Il software PVsyst integra uno strumento dedicato alla simulazione dei sistemi di accumulo elettrochimico. Tuttavia, tale funzionalità è principalmente orientata alla modellazione di applicazioni in ambito residenziale o industriale, nonché a strategie operative quali power shifting e peak shaving. Poiché il modello implementato nel presente lavoro è invece guidato da logiche di ottimizzazione basate sul prezzo dell'energia, si è ritenuto che l'approccio adottato da PVsyst non fosse idoneo per effettuare un'analisi coerente. Pertanto, questa funzionalità non è stata considerata nel confronto tra il modello sviluppato e il software commerciale.

Il modello proposto nella Sezione 2.1 segue in maniera abbastanza fedele la metodologia su cui è basato PVSyst per il calcolo della producibilità di impianti fotovoltaici.

Le principali differenze tra i due modelli sono la modalità di calcolo del coefficiente IAM, delle perdite di sistema e degli ombreggiamenti.

Il software, infatti, sfrutta le leggi di Fresnel per il calcolo dello IAM, mentre il modello del presente lavoro considera l'approssimazione di Schlick. Come riportato

nella Sezione 2.1.1, in particolare nella Figura 2.2, la differenza tra i due modelli è minima, specialmente per angoli di incidenza bassi.

Il modello implementato in PVWatts considera le perdite di sistema in forma aggregata, applicandole a posteriori come una riduzione percentuale dell'energia in corrente continua prodotta dai moduli. Al contrario, PVSyst adotta un approccio di simulazione fisica con risoluzione oraria, in cui le diverse componenti di perdita vengono calcolate dinamicamente e applicate in modo sequenziale. Il metodo implementato da PVSyst risulta più rigoroso e fisicamente dettagliato. Tuttavia, come verrà evidenziato nella sezione seguente, le differenze complessive tra i due modelli non risultano sostanziali, ad eccezione della stima delle perdite ohmiche. In particolare, adottando in PVSyst il valore di default pari all'1.5% per le perdite ohmiche e impostando il medesimo valore nel modello di PVWatts si otteneva una stima delle perdite sensibilmente superiore rispetto a quella restituita dal software. Questa disparità è dovuta al fatto che PVSyst calcola dinamicamente le perdite a partire dalla resistenza dei cavi e dalla corrente effettiva.

PVSyst consente di realizzare simulazioni considerando la configurazione *unlimited sheds*. Questa prevede un numero finito di file di lunghezza infinita per il calcolo dell'irraggiamento e di conseguenza della producibilità dell'impianto. Pur considerando questo approccio, molto simile a quello del modello della tesi, sono presenti delle differenze nella metodologia di calcolo delle ombre.

In particolare, PVSyst non considera un irraggiamento al suolo uniforme, come accade nel modello di pvlib, ma tratta il suolo come una linea continua ed esegue calcoli dettagliati dei *view factors*, ossia le frazioni di radiazione solare che colpiscono direttamente una specifica superficie. Questi sono il risultato dell'integrazione lungo tutte le direzioni dei moduli fotovoltaici viste dal dato punto sul terreno. Inoltre, PVSyst tiene anche conto degli spazi tra le celle, aumentando la luce che raggiunge effettivamente il suolo [46].

3.1.1 Descrizione degli scenari di confronto

Per valutare le prestazioni del modello di producibilità fotovoltaica descritto in questo lavoro sono state effettuate delle simulazioni per diverse tipologie di impianto e ne sono stati confrontati i risultati con quelli prodotti da simulazioni nelle medesime condizioni e coordinate effettuate con il software PVSyst, usando la modalità *Unlimited sheds*.

Le simulazioni sono state condotte prendendo come sito di riferimento Bologna e analizzando diverse configurazioni impiantistiche: sistemi a tilt fisso e sistemi a inseguimento monoassiale, equipaggiati sia con moduli monofacciali standard che con tecnologia bifacciale.

I moduli bifacciali sono dispositivi in grado di convertire in energia elettrica la radiazione solare incidente su entrambe le facce, incrementando la producibilità rispetto ai moduli monofacciali a parità di superficie occupata. Generalmente la faccia posteriore del modulo riceve prevalentemente la radiazione riflessa dal suolo e quella diffusa. Ne consegue che, un fattore determinante sulla producibilità aggiuntiva è l'albedo del terreno, definito come il rapporto tra la radiazione riflessa e quella incidente sulla superficie. Valori di albedo elevati, tipici di superfici chiare o innevate,

massimizzano il contributo della faccia posteriore. La tecnologia bifacciale trova particolare diffusione in contesti agrivoltaici, dove il terreno sottostante è occupato da coltivazioni che possono presentare albedo favorevole, e negli impianti a terra con moduli in posizione verticale orientati Est-Ovest (esempio in Figura 3.1), configurazione in cui entrambe le facce sono esposte alla radiazione diretta nelle diverse ore della giornata.

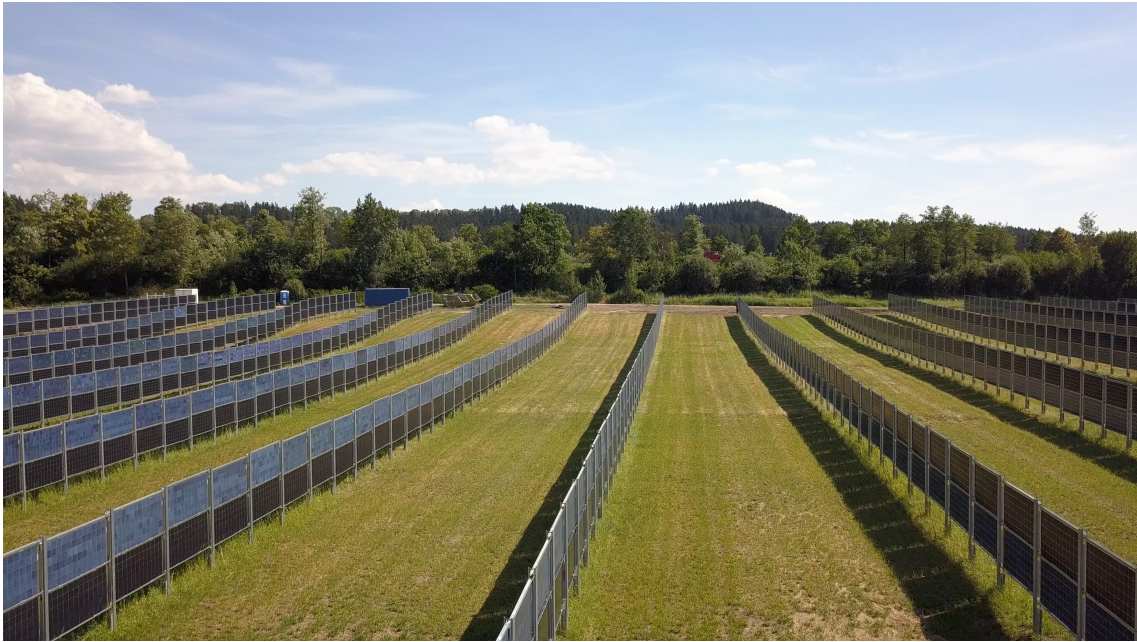


Figura 3.1: Pannelli solari bifacciali verticali con orientazione Est-Ovest presso Donaueschingen, Germania (Autore: Tobi Kellner, distribuita sotto licenza CC BY-SA 4.0).

Per le configurazioni a inclinazione fissa, sono stati selezionati due scenari:

- 30°: valore di tilt che ottimizza la producibilità energetica annua dell'impianto in relazione alle coordinate geografiche del sito.
- 90°: configurazione verticale che costituisce un caso limite in cui il contributo principale di radiazione è quella diffusa e non quella diretta.

Ogni simulazione a tilt fisso è stata eseguita considerando l'orientamento dei pannelli sia verso Sud che verso Est.

Per quanto concerne i sistemi con tracker è stato analizzato solo il caso di inseguimento Est-Ovest, ossia con asse orientato Nord-Sud.

Per tutte le simulazioni è stato considerato un impianto da 1432 kWp, con pitch pari a 6 metri e pannelli elevati a un'altezza pari a 2.1 metri da terra. Sono stati utilizzati inverter Sungrow SG350HX da 350 kW.

3.1.2 Confronto con PVSyst per impianti a tilt fisso

Tilt 30°, Azimuth 180°

La configurazione con inclinazione di 30° e orientamento a Sud rappresenta la soluzione ottimale per impianti fotovoltaici a tilt fisso alle latitudini del sito in esame, in quanto consente di massimizzare la producibilità annuale. La Tabella 3.1 riporta un confronto tra i valori delle principali grandezze energetiche ottenuti con il modello sviluppato e quelli forniti da PVSyst come risultato della simulazione, al fine di validare l'approccio modellistico adottato. Il Δ percentuale è calcolato sul valore ottenuto da PVSyst.

Tabella 3.1: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tilt 30°, Azimuth 180°

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1749	1776	-1.50	-26.61
Energia pre-inverter [MWh]	2341.3	2376.7	-1.49	-35.37
Energia post-inverter [MWh]	2311.1	2350.9	-1.69	-39.75

La principale discrepanza tra i due modelli si registra in corrispondenza dell'irraggiamento sul piano dei moduli (POA). L'errore si propaga anche sui valori di energia pre e post inverter essendo la producibilità direttamente dipendente dalla radiazione incidente. L'incremento dell'errore nel passaggio attraverso il convertitore può essere dettato dalla minore produzione DC che porta l'inverter a lavorare in una zona a minore efficienza o dal diverso approccio all'interpolazione dei dati. L'entità dell'errore è tuttavia contenuta e non tale da inficiare la validità del modello proposto.

Tilt 90°, Azimuth 180°

La configurazione con inclinazione di 90° e orientamento a Sud rappresenta una configurazione insolita per un impianto fotovoltaico a terra, specie nel caso di pannelli non bifacciali. Nonostante rappresenti pochi casi reali, si è scelto comunque di condurre questa analisi per avere un quadro più completo sulle potenzialità del modello e l'accuratezza con cui descrive questi casi.

Nella Tabella 3.2 è riportato un confronto tra i valori delle principali grandezze energetiche ottenuti con il modello sviluppato e quelli forniti da PVSyst.

Tabella 3.2: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tilt 90°, Azimuth 180°

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1040	1022	+1.78	+18.21
Energia pre-inverter [MWh]	1404	1390.6	+0.97	+13.43
Energia post-inverter [MWh]	1382.5	1369.4	+0.96	+13.09

In questo caso la maggiore discrepanza tra i due modelli si registra in corrispondenza dell'irraggiamento sul piano dei moduli (POA). L'errore è riconducibile al

diverso approccio usato nel calcolo della radiazione diffusa, che risulta sovrastimata nel modello sviluppato. Per inclinazioni elevate, e soprattutto nel caso limite di 90° analizzata, il fattore di vista del cielo si riduce significativamente e tanto più accuratamente viene considerata questa riduzione tanto più accurato sarà il calcolo della radiazione che raggiunge effettivamente il piano del pannello.

L'errore sull'irraggiamento si propaga coerentemente sulla producibilità. Tuttavia, l'incremento risulta attenuato rispetto a quanto ci si aspetterebbe dalla sola variazione dell'irraggiamento, poiché l'irradianza più elevata comporta un aumento della temperatura delle celle, con conseguente incremento delle perdite termiche. Si registra, dunque, una significativa riduzione della discrepanza tra i due modelli.

Tilt 30° , Azimuth 90°

La configurazione con inclinazione di 30° e orientamento a Est, pur non massimizzando la produzione resta una soluzione fruibile, in particolare se sono presenti vincoli della morfologia del terreno o ombreggiamenti significativi a Sud o la necessità di coprire picchi di produzione nelle prime ore del mattino.

Il confronto tra i risultati delle simulazioni eseguite usando il modello sviluppato e il software PVSyst sono raccolte nella Tabella 3.3.

Tabella 3.3: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tilt 30° , Azimuth 90°

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1391	1387	+0.34	+4.69
Energia pre-inverter [MWh]	1867.4	1864.2	+0.17	+3.16
Energia post-inverter [MWh]	1841.5	1841.2	+0.02	+0.30

In questa configurazione i risultati ottenuti con il modello sviluppato ricalcano molto fedelmente quelli ricavati da PVSyst, tanto da essere quasi coincidenti in uscita agli inverter.

Tilt 90° , Azimuth 90°

Impianti con inclinazione di 90° e orientamento a Est sono generalmente sconsigliati, in quanto il tilt elevato e la possibilità di ricevere luce diretta solo nelle prime ore del giorno portano ad avere una producibilità molto ridotta. Questo caso estremo porta, infatti, ad avere mutui ombreggiamenti molto significativi per entità e durata.

Nella Tabella 3.4 è riportato un confronto tra i valori delle principali grandezze energetiche ottenuti con il modello sviluppato e quelli forniti da PVSyst.

Questa configurazione presenta la discrepanza maggiore rispetto a PVSyst, di entità tale da compromettere parzialmente la validità del modello in questo specifico scenario. L'errore così marcato è riconducibile al differente metodo utilizzato nel calcolo della radiazione diffusa e nella sottostima dei mutui ombreggiamenti tra le file di pannelli. In una configurazione verticale, la componente diffusa costituisce il contributo dominante per la maggior parte dei pannelli e un errore nella sua stima si riflette in modo determinante sull'accuratezza del calcolo complessivo.

Tabella 3.4: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tilt 90°, Azimuth 90°

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	744	699	+6.48	+45.28
Energia pre-inverter [MWh]	1000.5	942.7	+6.13	+57.80
Energia post-inverter [MWh]	982.92	923.54	+6.43	+59.38

La sottostima degli ombreggiamenti reciproci tra le file porta a una sovrastima della radiazione sul POA, che si propaga coerentemente sui valori di energia negli stadi precedente e successivo alla conversione attraverso gli inverter. Si noti come l'errore aumenti nuovamente nel passaggio attraverso il convertitore poiché probabilmente l'incremento di produzione porti l'inverter a lavorare in una zona a efficienza più elevata.

Pannelli bifacciali, Tilt 30°, Azimuth 180°

Le simulazioni per i moduli bifacciali sono state effettuate considerando un albedo pari a 0.2 e un coefficiente di bifaccialità pari a 0.8. Il coefficiente di bifaccialità rappresenta il rapporto tra l'efficienza della faccia posteriore e quella della faccia anteriore.

La Tabella 3.5 riporta i valori delle principali grandezze energetiche ottenuti con il modello sviluppato e quelli forniti da PVSyst.

Tabella 3.5: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tilt 30°, Azimuth 180°

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1882	1901.04	-0.99	-18.75
Energia pre-inverter [MWh]	2514.8	2527.4	-1.01	-25.63
Energia post-inverter [MWh]	2469	2500.1	-1.24	-31.10

Anche nel caso bifacciale si ha una leggera sottostima della radiazione incidente sul pannello, che risulta una inferiore produzione di energia.

Pannelli bifacciali, Tilt 90°, Azimuth 180°

La Tabella 3.6 raccoglie i risultati delle simulazioni effettuate con il modello sviluppato e con PVSyst. I valori evidenziano il grande vantaggio dei pannelli bifacciali rispetto a quelli standard quando utilizzati con tilt verticale.

Pannelli bifacciali, Tilt 30°, Azimuth 90°

La configurazione con inclinazione di 30° e orientamento a Est, diventa ancora più conveniente quando si adoperano i pannelli bifacciali, poiché consentono di catturare anche parte della radiazione diretta nelle ore finali della giornata.

Tabella 3.6: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tilt 90°, Azimuth 180°

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1271.7	1300.2	-2.19	-28.43
Energia pre-inverter [MWh]	1714.4	1750.4	-2.06	-35.99
Energia post-inverter [MWh]	1689.8	1728.7	-2.25	-38.91

Il confronto tra i risultati delle simulazioni eseguite usando il modello sviluppato e il software PVSyst sono raccolte nella Tabella 3.7.

Tabella 3.7: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tilt 30°, Azimuth 90°

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1540.5	1559.7	-1.23	+19.2
Energia pre-inverter [MWh]	2053.3	2078	-1.19	-24.73
Energia post-inverter [MWh]	2025.7	2054.3	-1.39	-28.61

Anche in questa configurazione l'errore è in linea con quello delle precedenti simulazioni.

Pannelli bifacciali, Tilt 90°, Azimuth 90°

Come mostrano i valori riportati nella Tabella 3.8, è evidente l'incremento di producibilità quando si considerano pannelli bifacciali. Avere pannelli bifacciali verticali consente di rendere più omogenea la produzione durante tutta la giornata, poiché sono in grado di assorbire la radiazione diretta sia la mattina che al tramonto.

Tabella 3.8: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tilt 90°, Azimuth 90°

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1286	1298.2	-0.94	-12.16
Energia pre-inverter [MWh]	1730	1742.8	-0.73	-12.79
Energia post-inverter [MWh]	1705.1	1721.5	-0.95	-16.41

Il modello sottostima la quantità di radiazione incidente e la producibilità cala coerentemente.

3.1.3 Confronto con PVSyst per impianti con sistema di inseguimento monoassiale

Tracking senza backtrack

Le ultime simulazioni riguardano gli impianti con sistemi ad inseguimento. Come mostrato in Tabella 3.9 l'impianto raccoglie una quantità maggiore di radiazione che si traduce in una maggiore produzione di energia.

Tabella 3.9: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tracker

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1945	1982	-1.85	-36.68
Energia pre-inverter [MWh]	2601.7	2648.6	-1.77	-46.88
Energia post-inverter [MWh]	2569.1	2622	-1.24	-31.10

Dal confronto emerge una sottostima della radiazione incidente sul piano del pannello rispetto al valore ottenuto su PVSyst.

Tracker con backtracking

Il backtracking è una logica della gestione del tilt dei pannelli da parte del sistema ad inseguimento, che mira ad evitare il mutuo ombreggiamento tra pannelli. Questa modalità va ovviamente a scapito della producibilità nel caso di pannelli ben distanziati, come dimostrano i valori di energia leggermente inferiori rispetto al caso senza backtracking illustrati nella Tabella 3.10

Tabella 3.10: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Backtracking

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	1949	1974	-1.23	-24.32
Energia pre-inverter [MWh]	2607.6	2637.3	-1.13	-29.72
Energia post-inverter [MWh]	2574.9	2610.3	-1.36	-35.42

Pannelli bifacciali, Tracker senza backtracking

La produzione può essere ulteriormente aumentata andando a utilizzare dei pannelli bifacciali associati a un sistema ad inseguimento. Questa configurazione è tipica per impianti agrivoltaici.

La Tabella 3.11 raccoglie il confronto tra il modello sviluppato e PVSyst.

Anche in questa configurazione l'errore è in linea con quello delle precedenti simulazioni.

Tabella 3.11: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tracker

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	2064.3	2102.7	-1.83	-38.42
Energia pre-inverter [MWh]	2756.1	2795	-1.39	-38.95
Energia post-inverter [MWh]	2722.1	2767.6	-1.65	-45.54

Pannelli bifacciali, Tracker con backtracking

Anche in questo caso la logica backtracking porta a un sensibile calo della producibilità rispetto al caso senza.

La Tabella 3.11 raccoglie il confronto tra il modello sviluppato e PVSyst.

Tabella 3.12: Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Backtracking

Grandezza	Modello	PVSyst	Δ [%]	Δ assoluta
Irraggiamento [kWh/m ²]	2061	2090	-1.37	-28.68
Energia pre-inverter [MWh]	2737.4	2775.9	-1.39	-38.47
Energia post-inverter [MWh]	2703.6	2748.2	-1.62	-44.60

3.2 Valutazione delle perdite tra accoppiamento AC e DC

Per la valutazione delle efficienze di un sistema con accoppiamento AC e di uno con accoppiamento DC lato BESS è stato preso come riferimento l'articolo [44].

L'analisi è stata condotta considerando due scenari principali: il BESS non viene caricato dalla rete o si carica da rete secondo una logica definita. Entrambi i casi sono stati valutati al variare della capacità della batteria e al variare della percentuale di energia prodotta dal fotovoltaico immessa in rete.

Il caso di studio base considera un impianto fotovoltaico da 1 MW_p, integrato con un BESS da 250 kW e 1 MWh di capacità. Si è ipotizzato di avere batterie LFP e un SoC iniziale pari al 50%. Per eseguire un confronto imparziale sono stati considerati inverter e convertitori DC-DC della stessa taglia. Per gli inverter è stato utilizzato il modello di efficienza della Sezione 2.1.1, mentre per il convertitore si è considerata una efficienza costante. A differenza del caso studio di [44] è stata considerata la stessa efficienza per i trasformatori sul ramo FV e sul ramo del BESS nel caso di accoppiamento sul lato corrente alternata. Per rendere più coerente l'analisi alla metodologia usata da [44] si è considerato che ad ogni istante parte dell'energia prodotta dal fotovoltaico venisse inviata anche al BESS, anziché utilizzare l'approccio originale di ricarica nelle sole ore di picco.

Le analisi sui ricavi sono state fatte considerando che il sistema venda solo nel MGP. Sono stati considerati i reali prezzi dell'energia a partire dal 01/12/2024 al 30/11/2025.

3.2.1 Carica dal solo fotovoltaico

Scenario A. Caso base

In questo primo scenario sono state replicate in maniera abbastanza fedele le condizioni di studio dell'articolo di riferimento. Le principali difformità stanno nella piccola differenza di rapporto tra taglia del fotovoltaico e capacità del BESS (1:1 contro 1:0.96 dell'articolo) e l'aver considerato un'efficienza non unitaria in fase di carica e scarica per la batteria. Viene ipotizzato, come nell'articolo, che il fotovoltaico scambi il 90% dell'energia prodotta con la rete e la restante parte sia inviata al BESS. La tabella 3.13 riporta le quantità di energia scambiata all'interno del sistema e le perdite complessive relative a ciascuno scambio. E_{PV} rappresenta l'energia in corrente continua (prima del collegamento agli inverter) prodotta dall'impianto fotovoltaico, mentre E_{PCC} rappresenta l'energia al punto di connessione comune (Point of Common Coupling, PCC). Per l'accoppiamento in AC vale:

$$P_{PCC} = P_{PVac} + P_{Bac}$$

$$P_{Bac} = \begin{cases} (\eta_{invB} \eta_{TB}) \cdot P_B, & \text{scarica} \\ \frac{1}{\eta_{invB} \eta_{TB}} \cdot P_B, & \text{carica} \end{cases}$$

$$P_{PVac} = (\eta_{invPV} \eta_{TPV}) P_{PV}$$

Mentre per l'accoppiamento in DC lato BESS vale:

$$P_{PCC} = (\eta_{inv} \eta_T) P_{PCCdc}$$

$$P_{PCCdc} = P_{PV} + P_{Bdc}$$

$$P_{Bac} = \begin{cases} (\eta_{dcdc}) \cdot P_B, & \text{scarica} \\ \frac{1}{\eta_{dcdc}} \cdot P_B, & \text{carica} \end{cases}$$

Infine ΔE_B rappresenta l'energia accumulata nel BESS alla fine della simulazione rispetto a quella dell'istante iniziale.

Dalla Tabella 3.13 emerge come la configurazione con accoppiamento in DC sia più efficiente, coerente con quanto dimostrato in [44]. La maggiore discrepanza tra le due perdite si ha in fase di carica del BESS, dato che con l'accoppiamento AC l'energia dal fotovoltaico attraversa 4 stadi di conversione prima di raggiungere il BESS, mentre nel caso DC solamente uno (convertitore DC/DC). Seppur la differenza tra perdite sia di minore entità è da considerare anche che nel caso di accoppiamento in corrente continua la vendita di energia da parte del BESS alla rete deve attraversare 3 stadi di conversione, contro i due stadi dell'altra configurazione. I valori di efficienza totale sono inferiori a quelli dell'articolo di riferimento, principalmente a causa delle diverse efficienze considerate per la carica e scarica della batteria e degli inverter.

Tabella 3.13: Confronto efficienza AC vs DC/BESS

Grandezza	AC	DC/BESS
E_{PV} [MWh]	1652.60	1652.60
E_{PCC} [MWh]	1567.38	1573.49
ΔE_B [MWh]	0.400	0.400
Perdite totali PCS [MWh]	85.616	79.504
· PV \rightarrow rete [MWh]	52.341	52.421
· PV \rightarrow BESS [MWh]	19.242	11.252
· BESS \rightarrow rete [MWh]	14.033	15.830
· Rete \rightarrow BESS [MWh]	0.000	0.000
η annuale [%]	94.82	95.19
Δ Perdite (AC – DC) [MWh]		6.112
Δ Efficienza (AC – DC) [%]		-0.370

Da un punto di vista economico la Tabella 3.14 illustra come, coerentemente, il sistema più efficiente sia anche quello che genera un introito maggiore dallo scambio di energia con la rete. L'accoppiamento DC, infatti, permette a più energia di entrare nel BESS e di conseguenza a più energia di essere poi venduta a prezzi elevati.

Tabella 3.14: Confronto efficienza AC vs DC/BESS

Grandezza	AC	DC/BESS
Ricavo dal BESS [€]	16 281.37	16 851.02
Ricavo dal FV [€]	150 894.6	151 072.7
Ricavo totale [€]	167 175.97	167 923.77

Scenario B. Capacità del BESS variabile

In questo paragrafo viene analizzato il comportamento delle efficienze nelle due configurazioni al variare della capacità della batteria. Viene considerato sempre un sistema a 4 ore, quindi con C-rate pari a 0.25. La capacità varia con incrementi discreti di 250 kWh, in un intervallo compreso tra 250 kWh e 4 MWh.

Per entrambe le configurazioni l'efficienza decresce al crescere della capacità. Questo comportamento è dovuto alla logica di carica scelta (90% dell'energia del FV immessa in rete e 10% destinata alla ricarica del BESS) e al rapporto capacità/potenza del BESS. Il sito considerato (Trino), con la logica adottata fornisce in media dalle 3 alle 5 ore di carica alla batteria. Per capacità inferiori l'energia ricevuta dal BESS è sufficiente a saturarlo, obbligando più energia a transitare verso la rete e ad avere meno perdite complessivamente, dato che il percorso da FV a rete attraversa meno conversioni del percorso PV \rightarrow BESS \rightarrow rete. Inoltre, la quantità di energia trasferita verso la rete dal BESS cresce al crescere della capacità, rendendo sempre più significative le perdite rispetto alla potenza dell'impianto fotovoltaico

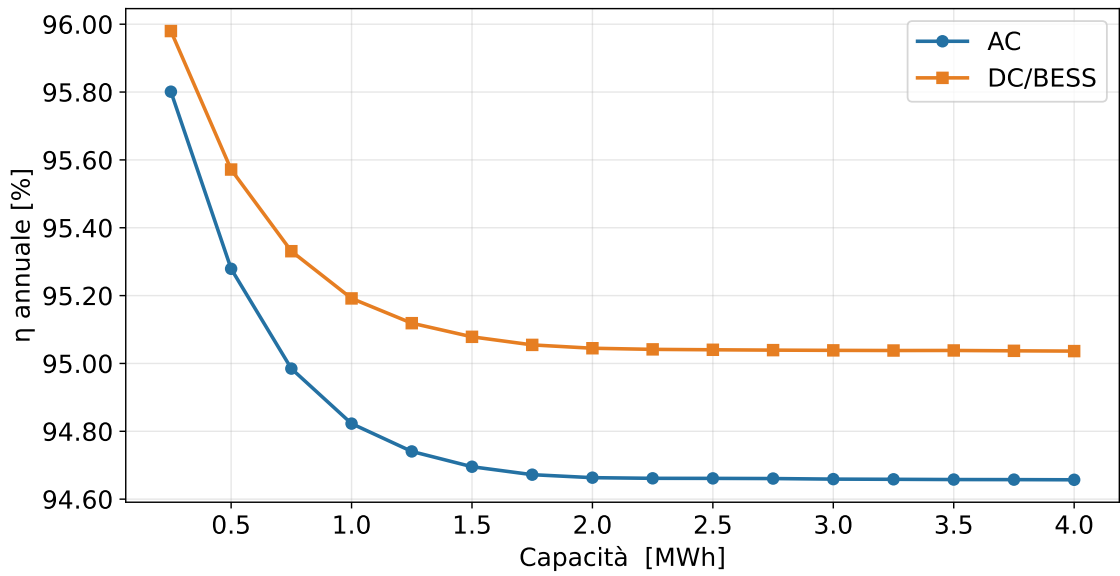


Figura 3.2: Confronto delle efficienze di sistema in base all'accoppiamento al variare della capacità della batteria.

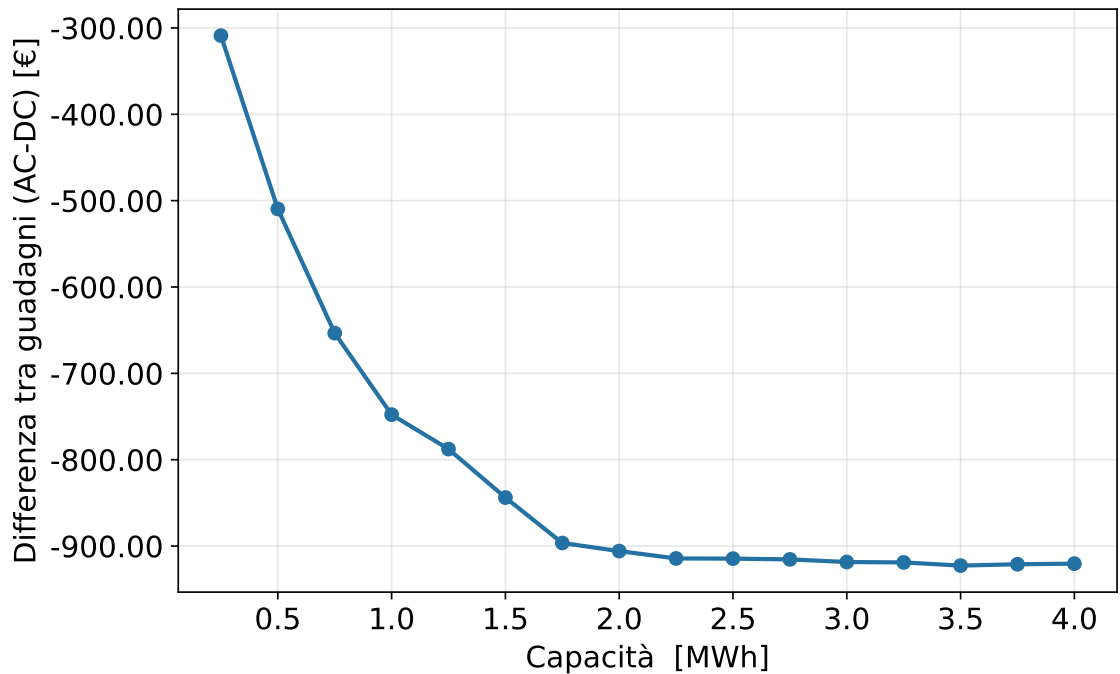


Figura 3.3: Differenza tra ricavi (AC-coupling - DC-coupling) al variare della capacità della batteria.

che resta costante. Le curve tendono asintoticamente a un plateau oltre i 2.5 MWh. Ciò è giustificato dal fatto che la finestra temporale di carica disponibile è insufficiente ad aumentare la quantità di energia ciclata. Ne segue che non si registrano particolari benefici dal punto di vista dell'efficienza nell'aumentare la capacità della batteria nel caso di ricarica dal solo fotovoltaico nelle condizioni esaminate.

Si noti inoltre come il divario di efficienza tra la configurazione AC e quella DC/BESS aumenti al crescere della capacità, poiché crescono i flussi energetici sui percorsi $FV \rightarrow BESS$ e $BESS \rightarrow rete$, incrementando il peso relativo del sistema di accumulo nel bilancio energetico complessivo.

Questa tendenza è direttamente riconducibile al diverso numero di stadi di conversione coinvolti nel percorso $PV \rightarrow BESS$ nelle due architetture: la configurazione AC richiede quattro stadi di conversione (inverter PV, trasformatore lato PV, trasformatore lato BESS, inverter BESS), mentre la configurazione DC/BESS ne richiede uno solo (convertitore dc/dc). Poiché le perdite di ciascuno stadio sono proporzionali all'energia che lo attraversa, un aumento dell'energia ciclata dal BESS penalizza in misura molto maggiore la configurazione AC rispetto a quella DC/BESS, ampliando progressivamente il divario di efficienza tra le due soluzioni.

La Figura 3.3 mostra come al crescere della capacità aumenti la disparità tra gli introiti delle due configurazioni. Anche in questo caso è rispettato l'accordo tra efficienza del sistema e ricavo, come normale sia vista la possibilità della batteria di caricarsi solo tramite fotovoltaico.

Scenario C. Energia immessa in rete dal fotovoltaico variabile

In questo scenario viene considerato il sistema base ma variando la quantità di energia prodotta dal fotovoltaico che viene immessa in rete e conseguentemente in che misura viene usata per la ricarica del sistema di accumulo. La quantità di energia immessa in rete varia con incrementi discreti del 5%, in un intervallo compreso tra 50% e 90%.

Dalla Figura 3.4 si osserva come l'efficienza del sistema aumenti all'aumentare della frazione di energia fotovoltaica immessa direttamente in rete. Tale comportamento è fisicamente motivato dal fatto che una percentuale più bassa indirizza una quota maggiore dell'energia prodotta verso il BESS, incrementando il numero di cicli di carica e scarica e, di conseguenza, le perdite nei convertitori.

Si noti inoltre come il divario di efficienza tra la configurazione AC e quella DC/BESS aumenti al diminuire dell'energia fotovoltaica immessa in rete, ovvero al crescere dell'energia ciclata attraverso il sistema di accumulo. Anche in questo caso questa disparità è riconducibile al diverso numero di stadi di conversione coinvolti nelle due configurazioni.

Dal confronto tra la Figura 3.5 e la Figura 3.3 emerge come la quantità di energia immessa in rete sia un fattore più determinante per la disparità di efficienza tra le due configurazioni che si traduce in un maggiore vantaggio economico dell'architettura DC-coupling.

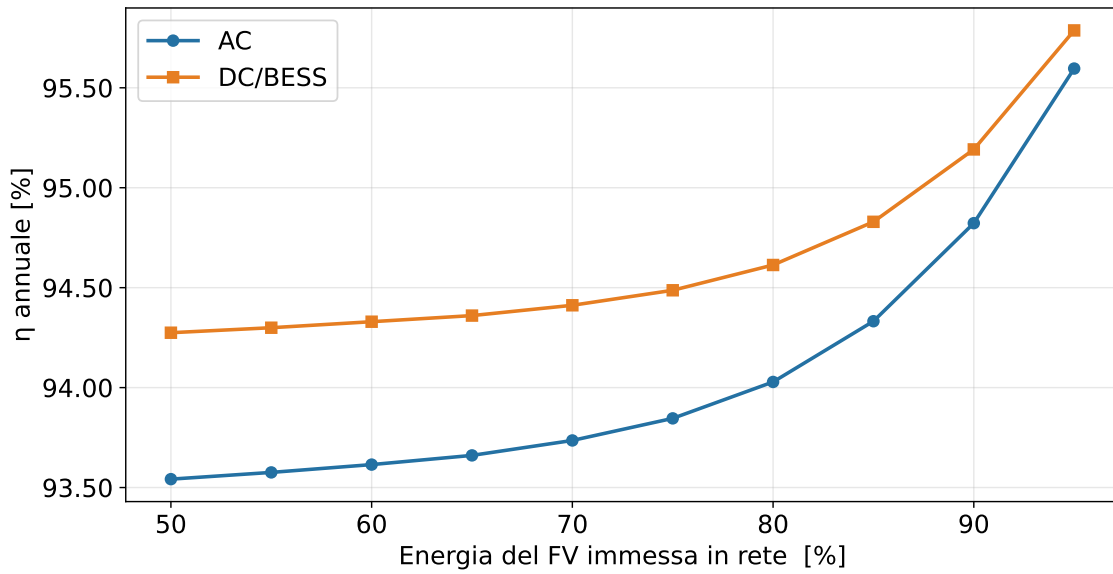


Figura 3.4: Confronto delle efficienze di sistema in base all'accoppiamento al variare della quantità di energia immessa in rete.

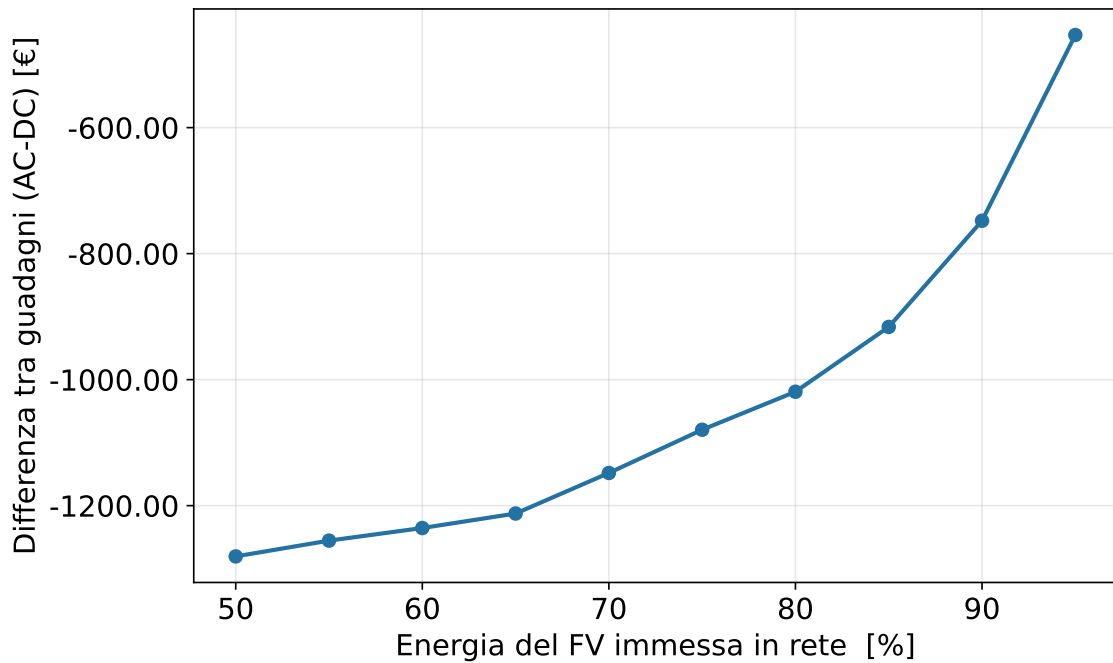


Figura 3.5: Differenza tra ricavi (AC-coupling - DC-coupling) al variare della quantità di energia immessa in rete.

3.2.2 Carica da fotovoltaico e da rete

In questo scenario viene introdotta la possibilità di caricare il BESS anche acquistando energia dalla rete.

Per rappresentare questa casistica si ricorre alla logica *price-based* introdotta nella Sezione 2.2.2, per cui l'acquisto di energia dalla rete avviene solo quando il prezzo scende al di sotto di una certa soglia. Si è scelto come valore limite il 65% del massimo prezzo giornaliero, valore in linea con i prezzi medi ai quali i BESS italiani acquistano energia sul mercato elettrico.

Nel caso in cui sia consentito l'acquisto di energia, l'approccio al calcolo dell'efficienza proposto da [44] non è direttamente applicabile, in quanto pensato per impianti che non prelevano energia dalla rete. In questo scenario pertanto il confronto è basato su due parametri: le perdite normalizzate alla produzione fotovoltaica e il guadagno totale derivato dagli scambi con la rete.

Il primo parametro è definito come:

$$R = \frac{E_{\text{loss}}}{E_{\text{PV}}} \quad (3.1)$$

dove E_{loss} è la somma delle perdite che interessano ogni scambio di energia nel sistema: da FV a rete, da FV a BESS, da rete a BESS e da BESS a rete. Si è scelto di normalizzarle alla produzione fotovoltaica perchè è una grandezza costante per entrambe le configurazioni e rende più equo il confronto.

Il secondo parametro, invece, è definito dall'Equazione 3.2:

$$G = \sum E_{\text{ven}} \cdot P + \sum E_{\text{rete}} \cdot P - \sum E_{\text{acq}} \cdot P \quad (3.2)$$

dove E_{ven} è l'energia istantanea venduta dal BESS in MWh, E_{rete} è l'energia istantanea inviata dal FV alla rete in MWh, E_{acq} è l'energia istantanea acquistata dal BESS in MWh, mentre P è il prezzo istantaneo dell'energia in €/MWh.

Scenario A. Caso base

In questo scenario è stata ipotizzato che il 90% dell'energia prodotta dal fotovoltaico venga immessa in rete.

Tabella 3.15: Confronto delle prestazioni economiche ed energetiche tra le configurazioni AC e DC.

Parametro	Configurazione AC	Configurazione DC
Perdite normalizzate (R)	10.98%	10.79%
Ricavo dal BESS [€]	27 055.77	27 101.36
Ricavo dal FV [€]	155 639.93	155 731.39
Spesa del BESS [€]	13 073.86	13 077.04
Guadagno totale [€]	169 621.84	169 755.71

La Tabella 3.15 riporta i risultati dell'analisi effettuata. Consentendo la ricarica del BESS dalla rete si osserva un comportamento opposto a quello osservato negli

scenari precedenti. Risulta, infatti, che la configurazione con accoppiamento AC porta a perdite inferiori e a un'efficienza del ciclo di arbitraggio maggiore. Questo comportamento è dovuto alla presenza del convertitore DC/DC nel caso di accoppiamento DC che obbliga l'energia a una conversione aggiuntiva sia in fase di acquisto che di vendita rispetto all'accoppiamento in corrente alternata. Dal punto di vista economico, una maggiore efficienza del ciclo implica una maggiore quantità di energia restituita alla rete a parità di energia acquistata, con un conseguente incremento del ricavo netto dell'arbitraggio.

Scenario B. Capacità del BESS variabile

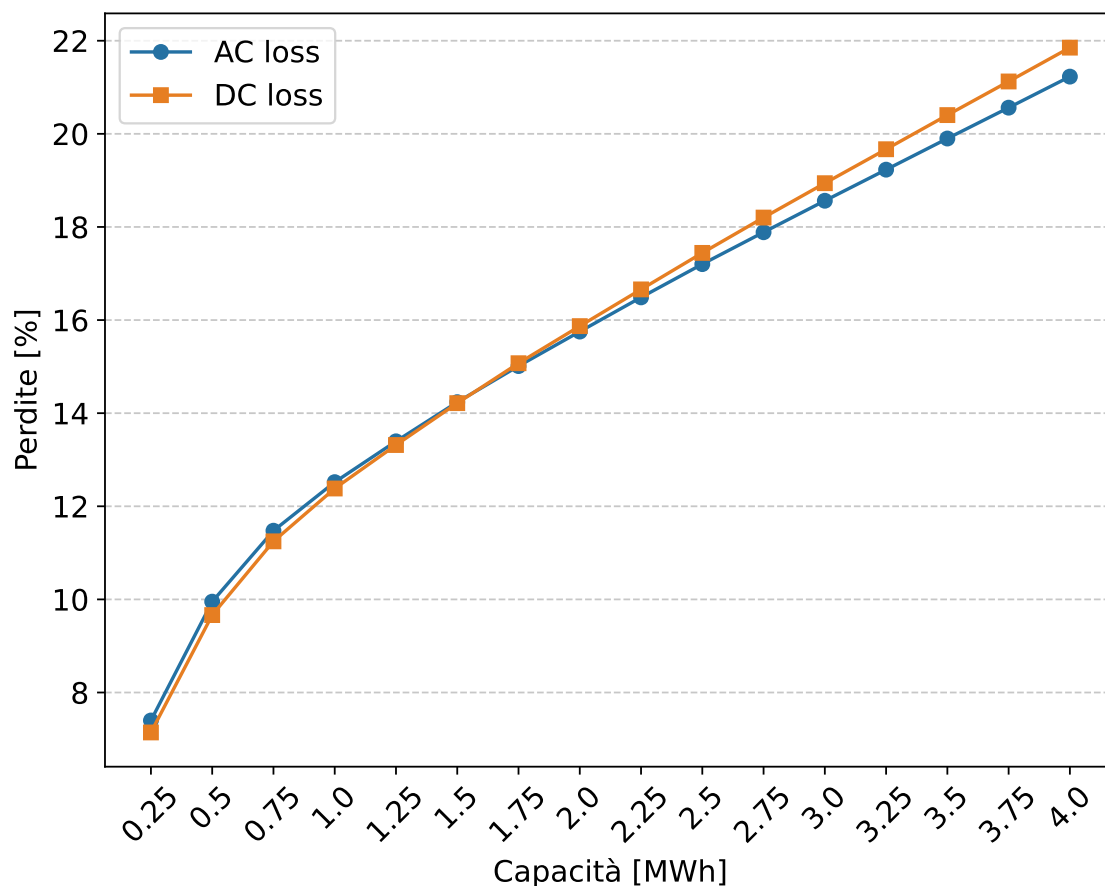


Figura 3.6: Andamento delle perdite normalizzate al variare della capacità della batteria.

La Figura 3.6 mostra l'andamento delle perdite normalizzate al variare della capacità del BESS nello scenario con ricarica dalla rete. Entrambe le configurazioni presentano un incremento quasi lineare delle perdite al crescere della capacità, coerentemente con l'aumento proporzionale della potenza nominale e del volume di energia ciclata dal sistema di accumulo.

Le due curve risultano praticamente sovrapposte nella parte inferiore del range e a partire da circa 1.25–1.5 MWh le curve si separano. La sovrapposizione iniziale è dettata, come nel caso di ricarica dal solo fotovoltaico, dal fatto che a capacità

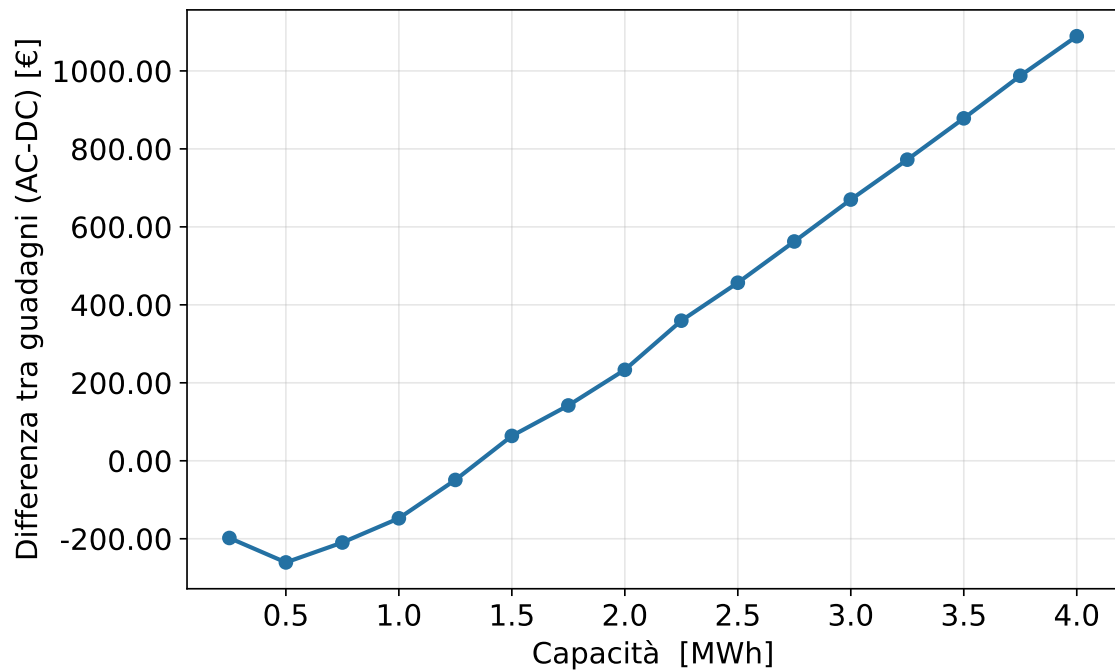


Figura 3.7: Differenza tra guadagni (AC-coupling - DC-coupling) al variare della capacità della batteria.

ridotta il percorso dominante sia quello da fotovoltaico a rete, per il quale le due architetture hanno medesima efficienza. Nel secondo range la configurazione DC accumula perdite maggiori rispetto all'AC, in accordo con il maggior numero di stadi di conversione nel ciclo di arbitraggio rete \rightarrow BESS \rightarrow rete. L'assenza di un plateau, a differenza dello scenario senza acquisti dalla rete, è attribuibile al contributo della ricarica dalla rete che aggiunge un ulteriore flusso energetico crescente con la capacità, impedendo la saturazione del ciclo di carica fotovoltaico.

La Figura 3.7 riconferma come i guadagni rispettino l'andamento delle perdite, infatti la configurazione AC porta a un ricavo maggiore solo per capacità superiori a 1.5 MWh.

Scenario C. Energia immessa in rete dal fotovoltaico variabile

La Figura 3.8 mostra come per entrambe le configurazioni le perdite normalizzate diminuiscono al crescere della quota di energia fotovoltaica instradata verso la rete. Le perdite nella configurazione di AC-coupling si mantengono più elevate fintanto che la quota di energia immessa in rete da fotovoltaico è $\leq 90\%$. Il differenziale tra le perdite delle due configurazioni tende a ridursi all'aumentare della quota di energia fotovoltaica immessa direttamente in rete. La riduzione dell'energia instradata al BESS da fotovoltaico, combinata all'incremento dell'energia acquistata dalla rete (si veda la Figura 3.9) costituiscono un duplice vantaggio per la configurazione AC. Infatti l'energia nel percorso FV \rightarrow BESS, nel quale l'efficienza dell'accoppiamento AC è inferiore (4 stadi di conversione contro 1 della DC), è minore e al tempo stesso aumentano le perdite per l'accoppiamento DC poiché viene acquistata più energia dalla rete.

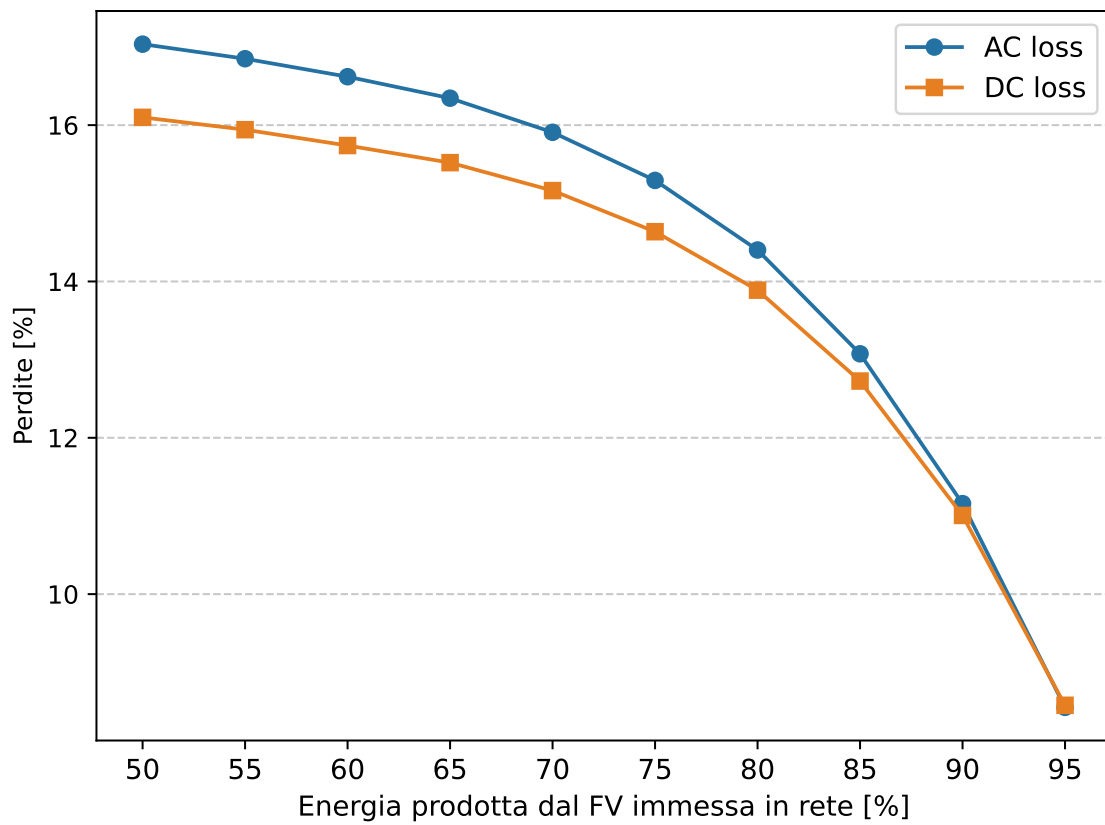


Figura 3.8: Andamento delle perdite normalizzate al variare della quantità di energia immessa in rete

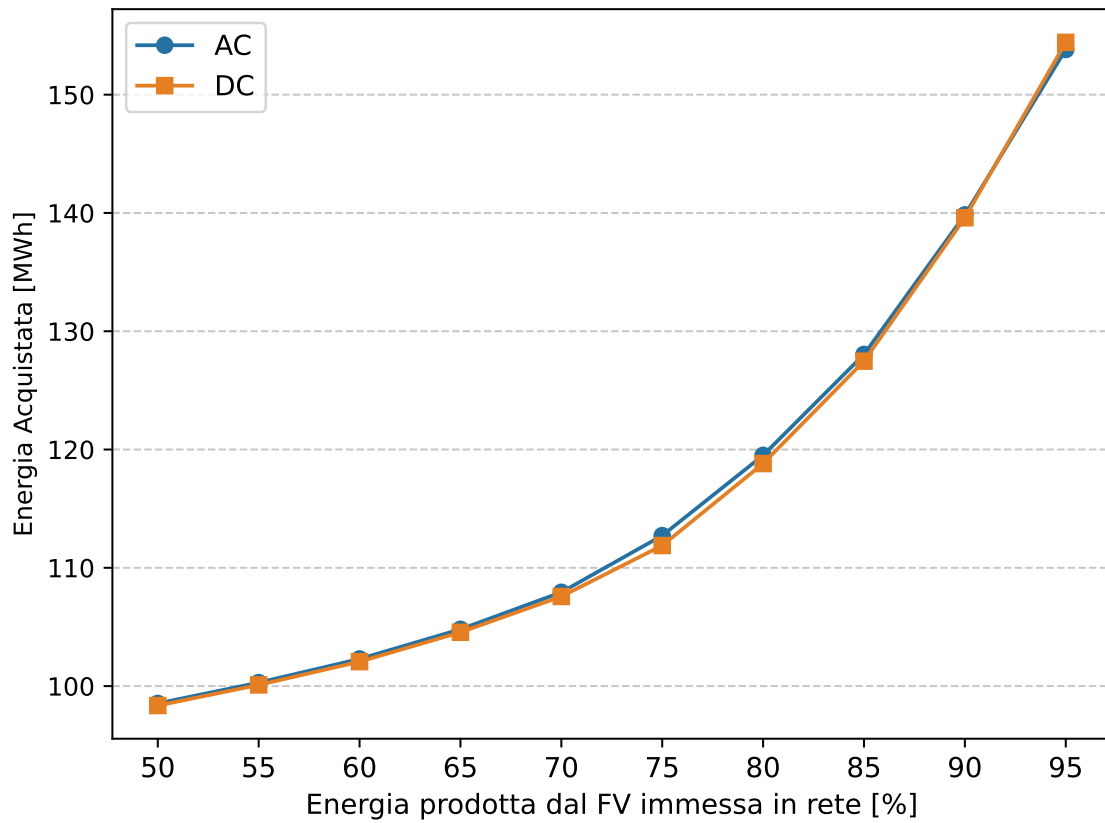


Figura 3.9: Energia acquistata al variare della quantità di energia immessa in rete

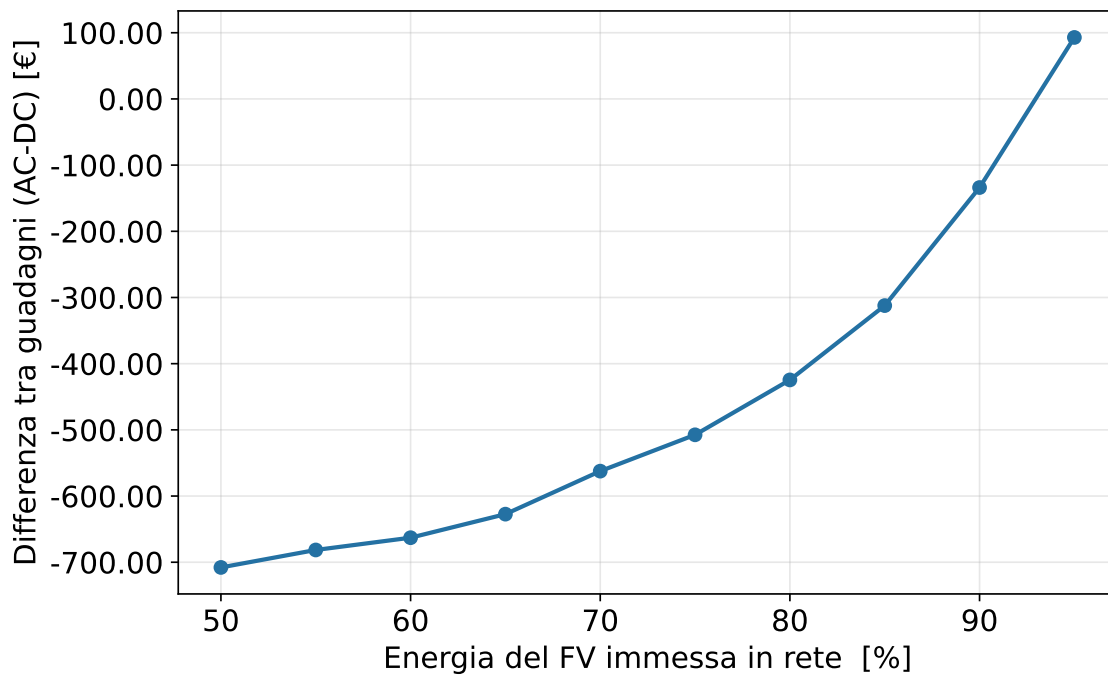


Figura 3.10: Differenza tra guadagni (AC-coupling - DC-coupling) al variare della quantità di energia immessa in rete

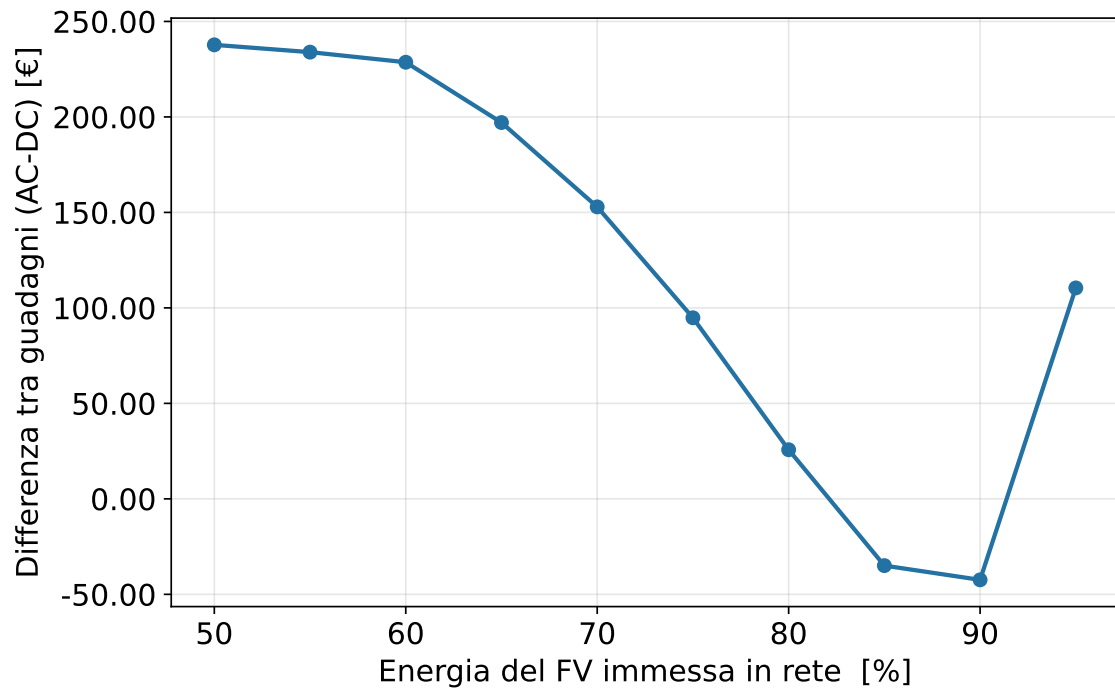


Figura 3.11: Differenza tra guadagni da arbitraggio (AC-coupling - DC-coupling) al variare della quantità di energia immessa in rete

Le Figure 3.10 e 3.11 mostrano come la configurazione DC/BESS generi un ricavo complessivo superiore per la maggior parte del range analizzato, nonostante la configurazione AC risulti più vantaggiosa se si considera il solo contributo dell'arbitraggio di prezzo dell'energia. Il vantaggio economico complessivo della configurazione DC è riconducibile principalmente alla maggiore quantità di energia fotovoltaica inviata direttamente alla rete: la maggiore efficienza del percorso FV \rightarrow BESS consente al sistema di accumulo di raggiungere più rapidamente il livello di carica desiderato, immettendo una quota maggiore di produzione fotovoltaica direttamente in rete. Tale contributo aggiuntivo di $E_{PV,rete}$ risulta economicamente determinante e supera lo svantaggio della configurazione DC sul ciclo di arbitraggio, dove il percorso rete \rightarrow BESS \rightarrow rete attraversa un numero maggiore di stadi di conversione rispetto all'AC coupling. Il picco finale osservato è attribuibile allo squilibrio nelle quantità di energia acquistata dalla rete nelle due configurazioni. La configurazione DC acquista una quantità di energia superiore rispetto all'AC, incrementando i costi di approvvigionamento e aumentando il vantaggio netto del ciclo di arbitraggio per l'AC-coupling .

Conclusioni

L'obiettivo di questo lavoro era la modellazione di sistemi fotovoltaici integrati con BESS per applicazioni nel settore utility.

Per quanto riguarda la modellazione dell'impianto fotovoltaico, l'obiettivo principale è stato determinare con accuratezza la producibilità annua attesa nelle condizioni del sito considerato. Il modello è stato sviluppato a partire dalle librerie Python di `pvlib`, adottando l'ipotesi di un numero infinito di file di moduli di lunghezza illimitata per il calcolo della radiazione incidente sul piano dei moduli (POA). Ciò consente di trattare analiticamente i mutui ombreggiamenti e la componente di albedo senza dover ricorrere a simulazioni geometriche tridimensionali. La potenza generata da ciascun modulo è stata determinata mediante il modello a singolo diodo, che descrive il comportamento elettrico della cella fotovoltaica tenendo in considerazione le condizioni di irradianza e temperatura operativa.

La valutazione del modello sviluppato è stata condotta attraverso il confronto con il software PVSyst, riferimento commerciale per il pre-dimensionamento degli impianti fotovoltaici. Sono state eseguite diverse tipologie di simulazione al fine di includere le diverse casistiche possibili e trovare una validazione più completa del modello sviluppato. Questo si è dimostrato essere molto accurato, discostandosi di pochi punti percentuali (1.5 – 2%) dai valori ottenuti attraverso le simulazioni con il software commerciale di riferimento.

L'unica eccezione è stata riscontrata nello scenario con moduli verticali orientati a Est, per il quale la discrepanza rispetto a PVSyst è risultata più marcata rispetto agli altri casi analizzati. In particolare, il modello ha prodotto una sovrastima della producibilità, riconducibile alla sottostima dei mutui ombreggiamenti tra le file di moduli. In configurazione verticale le ombre reciproche sono più estese e frequenti rispetto alle installazioni a tilt ridotto, rendendo la loro modellazione più critica ai fini dell'accuratezza del risultato. Nonostante l'entità dell'errore sia superiore alla media degli altri scenari, la validità complessiva del modello non risulta compromessa, in quanto la configurazione verticale orientata a Est rappresenta un caso limite, scarsamente diffuso nella pratica impiantistica.

La seconda parte del lavoro ha riguardato la modellazione del sistema di accumulo integrato all'impianto fotovoltaico, con il duplice obiettivo di simularne il comportamento operativo in condizioni di mercato reali e di valutare comparativamente le due topologie di accoppiamento considerate (AC e DC/BESS).

Il comportamento del sistema di accumulo è stato modellato mediante un approccio euristico, sviluppato a partire dall'analisi delle modalità operative dei BESS attualmente attivi sul Mercato Elettrico italiano. Il modello adotta una logica *price-based*, in cui le decisioni di carica e scarica del sistema verso la rete sono determi-

nate dal prezzo zonale dell'energia. Questo comportamento è stato scelto in modo da replicare la pratica dell'arbitraggio di prezzo che caratterizza la maggioranza dei sistemi di accumulo attualmente operativi in Italia ed Europa. Questo approccio consente di ottenere una stima realistica del comportamento atteso del sistema in condizioni di mercato reali, in maniera semplice e rapida e che non mira ad alcun tipo di ottimizzazione.

La valutazione comparativa delle due tipologie di accoppiamento è stata condotta considerando due scenari operativi distinti: nel primo, il BESS viene ricaricato esclusivamente dall'impianto fotovoltaico; nel secondo, al BESS è consentita anche la ricarica dalla rete elettrica, attivata quando il prezzo zonale scende al di sotto di una soglia prefissata.

Nel caso di carica dal solo fotovoltaico è stata valutata l'efficienza complessiva del sistema, prendendo come riferimento il lavoro di [44]. Nel caso di carica anche da rete, invece, non è possibile calcolare l'efficienza sfruttando lo stesso approccio, in quanto l'acquisto da rete comporta delle complicazioni negli scambi energetici di cui non viene tenuto conto nell'articolo di riferimento. Per questa ragione si è optato per valutare le due configurazioni attraverso due parametri: le perdite totali normalizzate all'energia prodotta dal fotovoltaico e i ricavi complessivi dell'impianto. L'analisi è stata portata avanti variando anche la quantità di energia immessa in rete da parte del fotovoltaico e la capacità della batteria.

Dallo studio è emerso come, nel caso in cui il BESS venga ricaricato esclusivamente dall'impianto fotovoltaico, la configurazione con accoppiamento DC/BESS presenti un'efficienza sensibilmente superiore (circa 0.4%) rispetto alla configurazione AC, in accordo con i risultati di [44]. Tale vantaggio è riconducibile alla riduzione degli stadi di conversione nel percorso FV \rightarrow BESS. Nella configurazione DC il campo fotovoltaico alimenta direttamente la batteria attraverso un convertitore DC/DC, mentre nella configurazione AC l'energia deve attraversare l'inverter fotovoltaico, l'inverter del BESS e i relativi trasformatori prima di essere reimmessa in corrente continua per la carica, moltiplicando le perdite associate. Di conseguenza, il vantaggio del DC coupling si amplifica al crescere della quota di energia fotovoltaica instradata verso il BESS, poiché una frazione maggiore dell'energia prodotta transita attraverso il percorso più efficiente. Nelle condizioni in cui è stata condotta l'analisi è risultato come l'efficienza raggiunga un plateau al crescere della capacità, giustificato dall'impossibilità della batteria di caricarsi completamente, fornendo il fotovoltaico un'energia insufficiente per la taglia del sistema di accumulo.

Nello scenario in cui è consentita la ricarica del BESS dalla rete, è stata confermata la maggiore efficienza della configurazione DC in gran parte delle condizioni operative analizzate. La configurazione AC presenta perdite totali superiori (tra lo 0.9 e lo 0.2% dell'energia fotovoltaica in più) fintanto che la quota di energia fotovoltaica immessa direttamente in rete rimane inferiore al 90%. Si registra un'inversione di questo trend se la batteria associata all'impianto ha una capacità superiore a 1.5 volte la potenza di picco del fotovoltaico.

Ne consegue che la scelta della topologia ottimale dipende dalla strategia operativa adottata: il DC coupling è preferibile quando la quota di energia fotovoltaica instradata al BESS è elevata, mentre l'AC coupling risulta vantaggioso in presenza di una batteria di taglia superiore a quella dell'impianto fotovoltaico.

L'analisi comparativa condotta sulle due topologie di accoppiamento, pur basandosi su un modello euristico e non su dati misurati di un impianto reale, fornisce indicazioni coerenti. Per sistemi che operano prevalentemente mediante arbitraggio di prezzo, con una quota significativa di energia acquistata dalla rete, la configurazione AC risulta preferibile sia in termini di efficienza del PCS sia di ricavo economico netto. Qualora invece l'obiettivo primario sia massimizzare l'autoconsumo o lo stoccaggio dell'energia fotovoltaica in eccesso, il DC coupling offre un vantaggio in termini di efficienza grazie alla riduzione degli stadi di conversione nel percorso dal fotovoltaico alla batteria. I risultati ottenuti evidenziano che non è possibile definire a priori la migliore configurazione; la scelta va fatta secondo valutazioni anche di tipo economico, ma sicuramente relazionate alla strategia e agli obiettivi con cui si intende operare il sistema di accumulo.

Bibliografia

- [1] David Feldman et al. *Solar Industry Update: Q4 2024/Q1 2025*. Rapp. tecn. NREL/PR-7A40-95135. National Renewable Energy Laboratory (NREL), mag. 2025. URL: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/95135.pdf>.
- [2] Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). *European day-ahead electricity prices in 2024*. Rapp. tecn. Gen. 2025. URL: <https://www.ffe.de/en/publications/european-day-ahead-electricity-prices-in-2024/>.
- [3] Eurelectric. *Explainer on Negative Prices: Causes, Impacts and Potential Solutions*. Rapp. tecn. Union of the Electricity Industry - Eurelectric, nov. 2024. URL: <https://www.eurelectric.org/wp-content/uploads/2024/11/Eurelectric-explainer-on-negative-prices-1.pdf>.
- [4] IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Rapp. tecn. International Renewable Energy Agency (IRENA) Technical Report. International Renewable Energy Agency, lug. 2025. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf.
- [5] Ember. *Clean flexibility is the brain managing the clean power system*. Accessed: 2026-03-07. 30 Ott. 2024. URL: <https://ember-energy.org/latest-insights/clean-flexibility-is-the-brain-managing-the-clean-power-system/#store>.
- [6] Rinnovabili. *Cosa è il MACSE, il mercato a termine per lo stoccaggio elettrico centralizzato?* Accessed: 2026-02-27. URL: <https://www.rinnovabili.it/energia/accumulo/macse-mercato-termine-stoccaggio-centralizzato/>.
- [7] Rinnovabili.it. *BESS e Rinnovabili: il ruolo dell'accumulo nel sistema elettrico italiano tra oggi e domani*. Articolo tecnico su scenari di accumulo energetico in Italia. Rinnovabili.it. 2024. URL: <https://www.rinnovabili.it/energia/accumulo/bess-rinnovabili-sistema-elettrico-italiano-oggi-domani/> (visitato il giorno 22/05/2024).
- [8] Terna S.p.A. *Piano di Sviluppo 2025. Stato del sistema elettrico e scenari energetici*. Accessed: 2025-02-26. Terna S.p.A., 2025. URL: https://download.terna.it/terna/Terna_Piano_Sviluppo_2025_Stato_sistema_elettrico_scenari_energetici_8dd62ec4bbb9f75.pdf.

-
- [9] Mark Bolinger et al. *Utility-Scale Solar, 2025 Edition: Presenting Data and Analysis from 2024*. Rapp. tecn. Electricity Markets & Policy Department. Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), ott. 2025. URL: <https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2025-10/Utility%20Scale%20Solar%202025%20Edition%20Slides.pdf>.
- [10] Stem, Inc. *Battle of the BESS: AC vs. DC Coupling*. Technical Analysis and Comparison of Storage Architectures. Stem. 2024. URL: <https://www.stem.com/battle-of-the-bess-ac-vs-dc-coupling/> (visitato il giorno 13/03/2026).
- [11] Accessed: 2025-01-15. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-releases/pvgis-53_en.
- [12] Accessed: 2025-01-15. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-tools/pvgis-typical-meteorological-year-tmy-generator_en.
- [13] Christopher J. Smith, Jamie M. Bright e Rolf Crook. «Cloud cover effect of clear-sky index distributions and differences between human and automatic cloud observations». In: *Solar Energy* 144 (2017), pp. 10–21. ISSN: 0038-092X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.12.055>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16306624>.
- [14] Accessed: 2025-01-15. URL: <https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/irradiation-models/transposition-model.html?h=hay>.
- [15] Accessed: 2025-01-16. URL: <https://www.pvsyst.com/help/physical-models-used/irradiation-models/clearness-index.html?h=clearness+index>.
- [16] Accessed: 2025-02-12. URL: <https://solarislandenergy.com/2019/04/solar-modules-why-do-tilt-and-orientation-matter/>.
- [17] Accessed: 2025-02-12. URL: https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/reference/generated/pvlib.iam.schlick_diffuse.html#pvlib.iam.schlick_diffuse.
- [18] Accessed: 2025-02-12. URL: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/2-dc-module-iv/single-diode-equivalent-circuit-models/>.
- [19] Kenneth J. Sauer, Thomas Roessler e Clifford W. Hansen. «Modeling the Irradiance and Temperature Dependence of Photovoltaic Modules in PVsyst». In: *IEEE Journal of Photovoltaics* 5.1 (2015), pp. 152–158. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2014.2364133.
- [20] Accessed: 2025-02-12. URL: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-thermal-losses/index.html#thermal-model>.
- [21] A. P. Dobos. *PVWatts Version 5 Manual*. Rapp. tecn. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO., set. 2014. DOI: 10.2172/1158421. URL: <https://www.osti.gov/biblio/1158421>.

- [22] Accessed: 2025-02-16. URL: <https://iea-pvps.org/key-topics/soiling-losses-impact-on-the-performance-of-photovoltaic-power-plants/>.
- [23] Accessed: 2025-02-16. URL: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/soiling-loss.html>.
- [24] Accessed: 2025-02-16. URL: <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation/>.
- [25] Accessed: 2025-02-16. URL: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/mismatch_loss.htm.
- [26] Accessed: 2025-02-16. URL: <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-1/>.
- [27] Accessed: 2025-02-16. URL: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/lid-loss.html>.
- [28] Julián Ascencio-Vásquez et al. «Global Climate Data Processing and Mapping of Degradation Mechanisms and Degradation Rates of PV Modules». In: *Energies* 12.24 (2019). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en12244749. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4749>.
- [29] H. Schmidt e D. U. Sauer. «Inverters for photovoltaic systems». In: *Practical modeling and estimation of inverter efficiencies*, 9th Internationales Sonnenforum, Stuttgart, Germany (1994).
- [30] Robin Grab et al. «Modeling of Photovoltaic Inverter Losses for Reactive Power Provision». In: *IEEE Access* 10 (2022), pp. 108506–108516. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3213272.
- [31] William Earl Boyson et al. *Performance model for grid-connected photovoltaic inverters*. Rapp. tecn. Sandia National Laboratories, set. 2007. DOI: 10.2172/920449. URL: <https://www.osti.gov/biblio/920449>.
- [32] Anton Driesse, Praveen Jain e Steve Harrison. «Beyond the curves: Modeling the electrical efficiency of photovoltaic inverters». In: *2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. 2008, pp. 1–6. DOI: 10.1109/PVSC.2008.4922827.
- [33] Tanyo Ivanov e Rad Stanev. «Mathematical model of photovoltaic inverters». In: *2019 11th Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF)*. 2019, pp. 1–5. DOI: 10.1109/BulEF48056.2019.9030705.
- [34] Oussama Idbouhouch et al. «Assessing PV inverter efficiency degradation under semi-arid conditions: A case study in Morocco». In: *Heliyon* 10.17 (2024), e36906. ISSN: 2405-8440. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e36906>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024129374>.
- [35] Accessed: 2025-02-26. URL: <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/GME/ProfiloAziendale>.
- [36] Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A. *Il Mercato del Giorno Prima (MGP)*. Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A., gen. 2024. URL: https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2024/02/02_MGP.pdf.

- [37] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica. *Decreto Ministeriale n. 72852 del 18 aprile 2024*. Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, 2024. URL: https://www.mase.gov.it/portale/documents/d/guest/dm_72852_18-04-2024-pdf.
- [38] Terna S.p.A. *Studio sulle tecnologie di riferimento per lo stoccaggio di energia elettrica*. Accessed: 2025-02-26. Terna S.p.A., 2025. URL: https://download.terna.it/terna/Studio_tecnologie_riferimento_stoccaggio_energia%20elettrica-gennaio_2025_8ddb4170a1fab7b.pdf.
- [39] Strategic Energy. *MACSE auction: record prices in italy spark debate on profitability and merchant alternatives*. Accessed: 2026-02-27. 2 Ott. 2025. URL: <https://strategicenergy.eu/macse-auction-record-prices-in-italy-spark-debate-on-profitability-and-merchant-alternatives>.
- [40] Our New Energy. *ITA BESS — Beyond MACSE: Alternatives Available for Italian BESS Investors*. Accessed: 2026-02-27. 30 Set. 2025. URL: <https://ournewenergy.com/bess-alternative-macse/>.
- [41] Rystad Energy. *Economic outlook for Europe’s battery storage improving under new pricing structure*. Accessed: 2026-02-27. 12 Dic. 2025. URL: <https://www.rystadenergy.com/news/economic-outlook-europe-battery-storage-new-pricing>.
- [42] Eduardo Redondo-Iglesias e Serge Pelissier. «On the Efficiency of LFP Lithium-ion Batteries». In: *2022 Second International Conference on Sustainable Mobility Applications, Renewables and Technology (SMART)*. 2022, pp. 1–5. DOI: 10.1109/SMART55236.2022.9990093.
- [43] Vedran Bobanac, Hrvoje Bašić e Hrvoje Pandžić. «Determining Lithium-ion Battery One-way Energy Efficiencies: Influence of C-rate and Coulombic Losses». In: *IEEE EUROCON 2021 - 19th International Conference on Smart Technologies*. 2021, pp. 385–389. DOI: 10.1109/EUROCON52738.2021.9535542.
- [44] Francesco Lo Franco et al. «Efficiency Comparison of DC and AC Coupling Solutions for Large-Scale PV+BESS Power Plants». In: *Energies* 14.16 (2021). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14164823. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/16/4823>.
- [45] Rated Power. *AC vs DC-coupled BESS: the pros and cons*. Accessed: 2026-03-02. 24 Apr. 2023. URL: <https://ratedpower.com/blog/ac-vs-dc-coupled-bess/>.
- [46] Accessed: 2025-02-16. URL: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/bifacial-systems/index.html#irradiance-on-the-ground>.

Elenco delle figure

2.1	Differenza tra la configurazione landscape e portrait dei pannelli fotovoltaici [16]	12
2.2	Confronto tra i coefficienti IAM ottenuti mediante le equazioni di Fresnel (in blu) o con il modello di Schlick (in arancione).	13
2.3	Circuito equivalente del modello a singolo diodo [18]	14
2.4	Flussi energetici di un pannello fotovoltaico [20]	16
2.5	Distribuzione spaziale dei tassi di degradazione totale in considerazione delle zone climatiche KGPV. Il tasso medio percentuale per zona climatica è indicato sotto ogni etichetta. Immagine tratta da [28] . .	19
2.6	Geometria considerata per l'ombreggiamento mutuo tra pannelli. . . .	22
2.7	Ombreggiamento nel solstizio d'estate alle diverse ore del giorno. . . .	24
2.8	Confronto tra la curva di efficienza dell'inverter modellata (a) e le curve caratteristiche fornite dal produttore per diverse tensioni di ingresso (b).	27
2.9	Andamento del prezzo medio del MGP in Sardegna nella settimana dal 16 al 22 novembre 2025.	32
2.10	Comportamento di un BESS localizzato ad Assemini (CA), all'interno del Mercato del Giorno Prima (sopra) e nel Mercato Infragiornaliero (sotto).	33
2.11	Analisi del margine economico derivato dall'arbitraggio a novembre (sopra) e a luglio (sotto).	34
2.12	Andamento del prezzo medio orario del MGP nella zona NORD nella settimana dal 22 al 28 luglio 2025. La curva continua rappresenta la media oraria dell'intera settimana, mentre le aree ombreggiate indicano, per ciascun giorno, lo scarto rispetto a tale media. La linea tratteggiata evidenzia lo scarto relativo tra il valore massimo e quello minimo della curva media, pari al 24%.	35
2.13	Efficienza di carica e scarica (rispettivamente curva continua e tratteggiata) al variare del C-rate (nero, blu, verde, rosso e magenta per C/20, 1C, 2C, 3C e 4C). L'immagine è stata presa da [42]	37
2.14	Tensione di circuito chiuso (Closed-circuit voltages, CCV) per diversi valori di C-rates e tensione di circuito aperto. L'immagine è stata presa da [43]	39
2.15	Possibili configurazioni di accoppiamento tra impianto fotovoltaico e BESS: (a) Accoppiamento AC; (b) Accoppiamento DC/lato BESS; (c) Accoppiamento DC/lato FV. L'immagine è stata presa da [44] . .	39

3.1	Pannelli solari bifacciali verticali con orientazione Est-Ovest presso Donaueschingen, Germania (Autore: Tobi Kellner, distribuita sotto licenza CC BY-SA 4.0).	43
3.2	Confronto delle efficienze di sistema in base all'accoppiamento al variare della capacità della batteria.	52
3.3	Differenza tra ricavi (AC-coupling - DC-coupling) al variare della capacità della batteria.	52
3.4	Confronto delle efficienze di sistema in base all'accoppiamento al variare della quantità di energia immessa in rete.	54
3.5	Differenza tra ricavi (AC-coupling - DC-coupling) al variare della quantità di energia immessa in rete.	54
3.6	Andamento delle perdite normalizzate al variare della capacità della batteria.	56
3.7	Differenza tra guadagni (AC-coupling - DC-coupling) al variare della capacità della batteria.	57
3.8	Andamento delle perdite normalizzate al variare della quantità di energia immessa in rete	58
3.9	Energia acquistata al variare della quantità di energia immessa in rete	59
3.10	Differenza tra guadagni (AC-coupling - DC-coupling) al variare della quantità di energia immessa in rete	59
3.11	Differenza tra guadagni da arbitraggio (AC-coupling - DC-coupling) al variare della quantità di energia immessa in rete	60

Elenco delle tabelle

2.1	Valori di default delle perdite di sistema per PVWatts	20
3.1	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tilt 30°, Azimuth 180°	44
3.2	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tilt 90°, Azimuth 180°	44
3.3	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tilt 30°, Azimuth 90° .	45
3.4	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tilt 90°, Azimuth 90° .	46
3.5	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tilt 30°, Azimuth 180°	46
3.6	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tilt 90°, Azimuth 180°	47
3.7	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tilt 30°, Azimuth 90°	47
3.8	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tilt 90°, Azimuth 90°	47
3.9	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Tracker	48
3.10	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Backtracking	48
3.11	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Tracker . . .	49
3.12	Confronto tra il modello sviluppato e PVSyst, Bifacciali, Backtracking	49
3.13	Confronto efficienza AC vs DC/BESS	51
3.14	Confronto efficienza AC vs DC/BESS	51
3.15	Confronto delle prestazioni economiche ed energetiche tra le configu- razioni AC e DC.	55