

POLITECNICO DI TORINO

Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica



Politecnico
di Torino

Tesi di Laurea Magistrale

Ottimizzazione dei flussi energetici in un parcheggio adibito a servizi di logistica con flotta elettrificata, fotovoltaico e accumulo multi energia

Relatore

Prof. Enrico PONS

Ing. Giorgio BENEDETTO

Candidato

Andrea ABBRUZZESE

Luglio 2025

Abstract

Il pacchetto di proposte legislative "Fit for 55", promulgato dall'Unione Europea e atto a ridurre le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030, ha concentrato l'attenzione verso la riduzione dei consumi energetici e delle emissioni climalteranti, con un focus particolare sulla produzione di energia da fonti rinnovabili.

La crescente diffusione di sorgenti di generazione distribuita all'interno di impianti privati rende quindi fondamentale adottare strategie di ottimizzazione energetica, consentendo di gestire in modo efficiente i flussi di energia, minimizzare gli sprechi, massimizzare l'autoconsumo e, di conseguenza, ridurre i costi operativi.

I settori in cui una gestione energetica efficiente risulta particolarmente rilevante sono molteplici, in particolare questo studio prende in considerazione il caso di un hub adibito alla logistica dell'ultimo miglio. Dopo un'accurata analisi della letteratura, volta a comprendere lo stato dell'arte nella gestione energetica, si è proceduto allo sviluppo di un modello di ottimizzazione dell'hub stesso. L'obiettivo è minimizzare i costi ed emissioni del magazzino dotato di un impianto fotovoltaico, un sistema di accumulo agli ioni di litio, una flotta di veicoli elettrici per il trasporto merci e un'integrazione con un sistema di conversione dell'idrogeno. In particolare è stata condotta un'analisi comparativa tra l'utilizzo di idrogeno acquistato e quello autoprodotta tramite elettrolizzatore. Il modello, strutturato sulla base di un problema che persegue una logica multi-obiettivo, adotta un approccio basato sulla programmazione lineare intera mista (MILP – Mixed-Integer Linear Programming) ed è in grado di fornire sia la configurazione che minimizza il costo, sia quella che riduce al minimo le emissioni di CO_2 . Al fine di gestire il trade-off tra i due obiettivi è stato introdotto un coefficiente di ponderazione α , la cui variazione è stata valutata mediante il principio di Pareto. Questo ha permesso di analizzare differenti scenari individuando la configurazione che assicura un bilanciamento efficace tra efficienza economica e sostenibilità ambientale.

L'ottimizzazione di tutte le componenti sopra citate è stata sviluppata utilizzando il framework Pyomo, libreria open-source di Python che consente di formulare e risolvere problemi di ottimizzazione matematica, sia lineari che non lineari, discreti e continui.

L'analisi ha evidenziato il ruolo critico dei sistemi di accumulo. La flotta elettrica ha invece mostrato scarso utilizzo del funzionamento in vehicle to grid a causa della presenza asincrona dei veicoli rispetto alla generazione fotovoltaica. Nel complesso, il modello ha dimostrato di essere uno strumento efficace per supportare decisioni strategiche nella progettazione e gestione di hub logistici sostenibili, consentendo di adattare le strategie in base alle priorità di costo o sostenibilità ambientale.

Ringraziamenti

Grazie a tutti.

Indice

Elenco delle tabelle	IX
Elenco delle figure	X
1 Introduzione	1
1.1 Ottimizzazione dei consumi	1
1.1.1 Settori di utilizzo	2
1.1.2 Green warehousing	2
1.1.3 Consegne a zero emissioni	3
1.1.4 Produzione e conversione dell'idrogeno	3
1.1.5 Obiettivo della tesi	4
2 Ricerca bibliografica	6
3 Caso studio	9
3.1 Tipologia e configurazione della struttura	9
3.2 Impianto fotovoltaico	11
3.3 Flotta elettrificata	13
3.3.1 Punti di ricarica	13
3.3.2 Veicolo di riferimento	14
3.4 Accumulo centralizzato	15
3.4.1 Modello di riferimento	15
3.5 Accumulo ad idrogeno	17
3.5.1 Idrogeno autoprodotta	17
3.5.2 Idrogeno acquistato	18
3.5.3 Stoccaggio dell'idrogeno	18
3.5.4 Celle a combustibile	19
3.5.5 Profilo di carico	20
3.5.6 Prezzo di acquisto dell'energia elettrica	23
3.5.7 Prezzo di vendita dell'energia elettrica	23
3.5.8 Fattore di emissione	25

4	Ottimizzazione	28
4.1	Descrizione del problema	28
4.2	Funzione Obiettivo	28
4.2.1	Attribuzione del peso degli obiettivi	30
4.3	Definizione vincoli	31
4.3.1	Bilancio energetico	31
4.3.2	Vincoli sui veicoli elettrici	32
4.3.3	Vincoli sistema di accumulo al litio	33
4.3.4	Vincoli sull'idrogeno	33
4.3.5	Vincoli sulla rete elettrica	34
5	Risultati	35
5.1	Definizione parametro alfa	35
5.1.1	Fronte di Pareto	35
5.1.2	Metodo del ginocchio	36
5.2	Risultati caso standard	37
5.2.1	Grafici	37
5.2.2	Analisi risultati	40
5.3	Risultati senza accumulo al Litio	41
5.3.1	Grafici	41
5.3.2	Analisi risultati	42
5.4	Risultati con idrogeno acquistato	44
5.4.1	Grafici	44
5.4.2	Analisi risultati	46
5.5	Risultati senza Idrogeno	47
5.5.1	Grafici	47
5.5.2	Analisi risultati	49
5.6	Sostituzione Idrogeno con accumulo al litio	50
5.6.1	Grafici	50
5.6.2	Analisi risultati	52
5.7	Aumento della volatilità dei profili di prezzo	53
5.7.1	Grafici	54
5.7.2	Analisi Risultati	56
5.8	Rimozione V2G	57
5.8.1	Grafici	57
5.8.2	Analisi risultati	58
5.9	Rimozione sistemi di accumulo e generazione	59
5.9.1	Grafici	59
5.9.2	Analisi risultati	60

6 Conclusioni	61
6.1 Confronto dei risultati ottenuti	61
6.1.1 Sviluppi futuri	63
Bibliografia	2

Elenco delle tabelle

3.1	Specifiche pannelli	11
3.2	Idrogeno compresso	19
5.1	Confronto valori caso No accumulo (litio)	42
5.2	Confronto valori caso H acquistato	46
5.3	Confronto valori caso No H	49
5.4	Confronto valori	52
5.5	Confronto valori	56
5.6	Confronto valori	58
5.7	Confronto valori caso No RES	60
6.1	Tabella riassuntiva degli 8 scenari analizzati	62

Elenco delle figure

3.1	Capannone Cortilia	9
3.2	Schema del sito considerato	10
3.3	Calcolo distanza tra pannelli	11
3.4	Produzione fotovoltaico	12
3.5	Fiat E-Ducato	14
3.6	Battery box BYD	16
3.7	Consumo energetico annuale (kWh/anno)	21
3.8	Profilo di carico articolo [11]	21
3.9	Profilo di carico	22
3.10	PUN 3 aprile	23
3.11	Prezzo di vendita per fascia oraria	25
3.12	Generazione per fonti primarie	27
3.13	Fattore di emissione	27
5.1	Costi ed Emissioni al variare di alfa	36
5.2	Knee point emissioni-costi	37
5.3	Andamento del prezzo dell'energia, fattore di emissione e produzione fotovoltaica	38
5.4	Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici	38
5.5	Andamento SoC accumulo al litio, SoC idrogeno, relativo assorbi- mento di potenza e andamento del carico dell'edificio	39
5.6	Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici (Caso senza accumulo)	41
5.7	Andamento SoC accumulo al litio, SoC idrogeno, relativo assorbi- mento di potenza e andamento del carico dell'edificio (Caso senza accumulo)	42
5.8	Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici (Caso acquisto idrogeno)	44
5.9	Andamento SoC accumulo al litio e assorbimento di potenza dallo storage e dalla fuel cell	45

5.10	Livello serbatoio di idrogeno e profilo di carico dell'edificio	45
5.11	Andamento produzione fotovoltaica	47
5.12	Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici (Caso senza accumulo)	48
5.13	Andamento SoC accumulo al litio, SoC idrogeno, relativo assorbimento di potenza e andamento del carico dell'edificio (Caso senza idrogeno)	48
5.14	Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici	50
5.15	Prezzo energia e fattore di emissione	51
5.16	Andamento SoC accumulo al litio, assorbimento di potenza e andamento del carico dell'edificio	51
5.17	Prezzo di vendita dell'energia in Finlandia	53
5.18	Prezzo energia e fattore di emissione, Flussi di potenza in ingresso e uscita dalla rete, G2V e V2G	54
5.19	SoC veicoli	55
5.20	SoC e potenza assorbita degli storage stazionari e profilo di carico dell'edificio	55
5.21	Prezzo energia e fattore di emissione, Flussi di potenza in ingresso e uscita dalla rete	57
5.22	Prezzo energia e fattore di emissione, flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G	59
5.23	Stato di carica veicoli elettrici e profilo di carico dell'edificio	60
6.1	Confronto tra emissioni e costi nei vari scenari	62

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Ottimizzazione dei consumi

L'Unione Europea, nel luglio 2021, ha presentato il pacchetto di proposte legislative "Fit for 55" [1], atto a ridurre le emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990.

Il pacchetto comprende un insieme di riforme e nuove proposte legislative che spaziano dalla tassazione sui prodotti ad alta intensità di carbonio, all'introduzione di un sistema di imposizione fiscale sull'energia basato sul contenuto di carbonio. Inoltre prevede l'adozione di normative più stringenti sulla produzione di veicoli a combustione interna e l'implementazione di obiettivi vincolanti per l'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili. Il pacchetto "Pronti per il 55%" rappresenta un passo fondamentale dell'Unione Europea verso il conseguimento della neutralità climatica entro il 2050, promuovendo al contempo l'efficienza energetica, l'elettrificazione dei consumi e l'integrazione su larga scala delle fonti energetiche rinnovabili.

Il conseguimento di tali obiettivi può essere supportato attraverso l'integrazione di sistemi di generazione e accumulo distribuiti, implementati sia in ambito residenziale che in edifici commerciali di piccole, medie e grandi dimensioni. Un esempio concreto di tale approccio è rappresentato dalla costituzione di comunità energetiche, le quali mirano a massimizzare l'autoconsumo locale e a minimizzare l'impatto ambientale complessivo, favorendo una gestione condivisa ed efficiente delle risorse energetiche rinnovabili.

La gestione ottimizzata dei flussi energetici rappresenta un elemento chiave per la riduzione dei costi associati ai consumi elettrici. In particolare, lo studio proposto in [2] evidenzia come l'impiego di strategie di controllo avanzate applicate al coordinamento dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici e alla gestione sinergica dei sistemi di accumulo stazionari e delle batterie dei veicoli elettrici, consenta di

ottenere una significativa riduzione dei costi energetici complessivi.

L'ottimizzazione energetica quindi può essere definita come un processo di gestione intelligente dei flussi energetici disponibili all'interno di un edificio, tra cui impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo elettrochimico, veicoli elettrici e tecnologie basate sull'idrogeno, al fine di minimizzare i costi operativi, perseguendo al contempo la riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

1.1.1 Settori di utilizzo

L'ottimizzazione rappresenta una tematica di crescente rilevanza, non solo in ambito residenziale, ma anche in contesti industriali, quali il settore manifatturiero, quello dei trasporti e della logistica. In particolare, i magazzini logistici, ovvero strutture deputate allo stoccaggio, gestione e distribuzione delle merci lungo la catena di approvvigionamento, hanno conosciuto una crescita esponenziale negli ultimi decenni, parallelamente all'espansione dell'e-commerce e alla globalizzazione dei mercati. Nonostante gli sviluppi tecnologici, queste strutture presentano ancora ampi margini di miglioramento sotto il profilo dell'efficienza energetica. Tali strutture, infatti, risultano spesso caratterizzate da un'elevata incidenza di consumi dovuti ad impianti di climatizzazione, illuminazione e movimentazione delle merci, che non sempre sono ottimizzati in funzione dell'effettivo fabbisogno energetico o delle condizioni operative. Per queste ragioni, l'ottimizzazione energetica di un hub logistico rappresenta una scelta coerente e strategicamente rilevante in relazione alle attuali sfide di natura energetica e ambientale.

1.1.2 Green warehousing

In risposta alle criticità sopra elencate, si sta progressivamente affermando il concetto di "Green warehousing" (stoccaggio ecologico), approccio gestionale descritto in [3] che consiste nell'individuare e implementare soluzioni innovative volte alla riduzione dei consumi energetici, delle emissioni di gas serra generate dalle attività dei magazzini di logistica e l'ottimizzazione dei sistemi di movimentazione dei materiali. Tale approccio include il miglioramento di caratteristiche strutturali come isolamento, illuminazione e ventilazione e produzione in loco di energia tramite fonti rinnovabili. La soluzione più comune consiste nell'installazione di impianti fotovoltaici in modo da sfruttare l'ampia superficie disponibile sulle coperture piane dei capannoni industriali, tipicamente adatte a questo tipo di applicazione. Particolare attenzione è posta sulla massimizzazione dell'autoconsumo. Per fare ciò vengono integrati sistemi di accumulo basati su batterie agli ioni di litio, sfruttando la loro elevata densità energetica, efficienza nei cicli di carica e scarica e la lunga durata operativa. In condizioni di utilizzo ottimale, queste batterie possono raggiungere una vita utile compresa tra 10 e 15 anni, con migliaia di cicli completi. Queste

caratteristiche rendono le batterie al litio particolarmente adatte per supportare le fluttuazioni della produzione da fonti rinnovabili e garantire una maggiore continuità e affidabilità nell'approvvigionamento energetico del magazzino.

1.1.3 Consegne a zero emissioni

Un'ulteriore soluzione riguarda l'impiego di veicoli elettrici per le attività di consegna, con la possibilità di ricaricarli attraverso infrastrutture dedicate installate presso il sito logistico. L'impiego di veicoli elettrici per le consegne consente una significativa riduzione delle emissioni di CO₂ associate al trasporto delle merci nell'ultimo miglio, contribuendo alla sostenibilità dell'intera catena logistica. In questo contesto, la gestione della ricarica può essere ottimizzata tramite l'integrazione della tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G), che consente un flusso bidirezionale di energia tra il veicolo e la rete elettrica. Tale sistema permette non solo di ricaricare i veicoli durante i periodi di bassa domanda energetica, ma anche di restituire energia alla rete o alla struttura in caso di picchi di carico, contribuendo alla stabilizzazione del sistema elettrico e al miglioramento dell'efficienza complessiva. Il V2G potrebbe costituire una risorsa efficace nella gestione energetica dei magazzini logistici. Tuttavia, l'effettiva implementazione di tale tecnologia richiede un'attenta valutazione in funzione dei diversi scenari operativi, con particolare attenzione ai turni di consegna e ai tempi di disponibilità dei veicoli.

1.1.4 Produzione e conversione dell'idrogeno

Una soluzione tecnologica di crescente interesse per l'accumulo energetico è l'impiego dell'idrogeno come vettore energetico. L'idrogeno può essere prodotto tramite elettrolisi dell'acqua, sfruttando l'energia in eccesso generata da impianti alimentati da fonti rinnovabili e successivamente riconvertito in energia elettrica attraverso celle a combustibile.

L'elettrolisi, sebbene rappresenti una tecnologia promettente per la produzione di "idrogeno verde", presenta ancora alcune limitazioni significative. Tra queste, si evidenziano gli elevati costi iniziali legati all'acquisto e all'installazione degli elettrolizzatori, che richiedono materiali avanzati e sistemi di controllo complessi. Inoltre, l'efficienza energetica complessiva del processo risulta ancora relativamente bassa, con perdite significative sia nella fase di conversione elettrica in idrogeno sia nella successiva riconversione in energia elettrica tramite celle a combustibile. Queste criticità rendono attualmente l'elettrolisi meno competitiva rispetto ad altre tecnologie di accumulo, soprattutto in contesti dove i margini economici sono ristretti o l'energia elettrica da fonte rinnovabile è limitata. Tuttavia, l'idrogeno conserva un vantaggio competitivo in contesti che richiedono lo stoccaggio di grandi quantità di energia per lunghi periodi, come nel caso di applicazioni off-grid o mobili,

dove la densità energetica volumetrica rappresenta un fattore determinante. Inoltre, le celle a combustibile, pur presentando attualmente rendimenti inferiori rispetto ad altre tecnologie di conversione, permettono una riconversione dell'idrogeno in energia elettrica in modo flessibile, silenzioso e privo di emissioni locali, contribuendo a un sistema energetico completamente decarbonizzato.

1.1.5 Obiettivo della tesi

L'obiettivo del presente lavoro è realizzare un'integrazione sinergica delle tecnologie precedentemente descritte all'interno di un magazzino logistico, al fine di migliorarne l'efficienza energetica complessiva, minimizzare i costi relativi ai consumi energetici e ridurre le emissioni di anidride carbonica. Lo studio include inoltre una valutazione dell'impatto che le singole tecnologie hanno sul sistema. A questo scopo vengono analizzati diversi scenari operativi, modificando lo schema dell'impianto attraverso la rimozione o sostituzione di specifici componenti come il sistema di accumulo o il comparto a idrogeno, in modo da identificare la configurazione ottimale in funzione degli obiettivi prefissati. Un ulteriore aspetto oggetto di analisi riguarda la quantità di CO₂ emessa, valutata in funzione dello scenario considerato.

L'ottimizzazione del sistema viene effettuata tramite un algoritmo di tipo MILP (Mixed-Integer Linear Programming). Questo algoritmo è in grado di gestire dinamicamente i flussi energetici giornalieri, coordinando produzione, accumulo e consumo con l'obiettivo di minimizzare i costi operativi. In funzione di ciò, vengono considerati i prezzi orari dell'energia elettrica acquistata e venduta alla rete, oltre ai costi legati alla degradazione dei principali componenti energetici, come batterie e celle a combustibile, al fine di assicurare una pianificazione realistica e sostenibile del sistema nel lungo periodo.

Struttura della tesi

Il presente elaborato è strutturato come segue:

- **Capitolo 1** introduce il contesto dello studio e presenta i principali argomenti affrontati nel corso del lavoro;
- **Capitolo 2** è dedicato alla rassegna della letteratura scientifica, fornendo una panoramica dei contributi rilevanti presenti in bibliografia;
- **Capitolo 3** presenta dettagliatamente il caso studio, descrivendo le caratteristiche di dimensionamento delle varie componenti.
- **Capitolo 4** illustra la costruzione del modello di ottimizzazione, specificando la funzione obiettivo adottata e i vincoli imposti al sistema;

- **Capitolo 5** presenta i risultati ottenuti evidenziando l'impatto delle diverse configurazioni impiantistiche;
- **Capitolo 6** riporta le conclusioni dello studio, con considerazioni finali e possibili sviluppi futuri.

Capitolo 2

Ricerca bibliografica

Il presente capitolo ha l'obiettivo di analizzare lo stato dell'arte relativo alle soluzioni e tecnologie attualmente adottate per l'ottimizzazione energetica nei magazzini logistici. Verranno esaminati i principali contributi della letteratura scientifica e tecnica, con particolare attenzione alle strategie di gestione dell'energia, ai sistemi di accumulo, all'integrazione delle fonti rinnovabili, all'impiego di veicoli elettrici e la produzione e sfruttamento di idrogeno.

Numerosi studi in letteratura si concentrano sull'integrazione tra sistemi di accumulo e impianti fotovoltaici con l'obiettivo di ridurre i consumi energetici. La maggior parte degli articoli hanno come argomento l'ambiente domestico, ad esempio in [4], viene proposta una strategia di programmazione degli elettrodomestici e della gestione della batteria, finalizzata all'ottimizzazione dei consumi in funzione della variabilità dei prezzi dell'energia elettrica e della disponibilità istantanea della produzione fotovoltaica. Nell'articolo [5] viene analizzato il potenziale di soddisfare il fabbisogno energetico locale tramite la generazione fotovoltaica distribuita all'interno di una microgrid. Il modello sviluppato integra strategie di accumulo e demand response (DR) per massimizzare l'autoconsumo dell'energia prodotta localmente, migliorando così l'efficienza complessiva del sistema energetico. Numerosi studi analizzano l'integrazione dei veicoli elettrici nella gestione energetica degli smart building [6][7], esplorando anche la programmazione congiunta degli impianti fotovoltaici e delle operazioni di ricarica/scarica dei veicoli elettrici di grandi dimensioni. In particolare, in questo articolo[8] viene proposto un sistema di gestione energetica basato su tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G), che ottimizza le strategie di carica e scarica tenendo conto di fattori quali la struttura tariffaria oraria, il carico della rete elettrica dell'edificio e lo stato operativo dei veicoli elettrici connessi.

Come evidenziato in [9] e [2], la maggior parte degli studi sull'ottimizzazione energetica si concentra sulla riduzione dei costi, perseguita attraverso strategie di gestione avanzata della produzione e del consumo energetico. Nel caso in esame,

trattandosi di un capannone destinato ad attività logistiche, l'analisi si focalizza prevalentemente sui contributi presenti in letteratura che affrontano in modo specifico la gestione energetica nei magazzini logistici, analizzando soluzioni volte a migliorarne l'efficienza e la sostenibilità operativa. Lo studio presentato dall'università di Varsavia [10] offre una panoramica dettagliata sui consumi energetici di un magazzino logistico, analizzati in funzione di differenti livelli di automazione e densità di stoccaggio. Basandosi sui dati forniti da questo articolo e sui profili di potenza analizzati nell'articolo [11], è stato possibile modellare il profilo di carico energetico dell'edificio oggetto di studio.

L'impiego di veicoli elettrici per la distribuzione delle merci rappresenta una soluzione sempre più adottata dalle aziende di logistica per la riduzione delle emissioni. Risultano particolarmente rilevanti, in questo contesto, sia l'ottimizzazione della programmazione delle ricariche [8], sia la pianificazione efficiente dei percorsi di consegna, studiata dall'università di Darmstadt [12], in quanto permettono di massimizzare l'autonomia dei veicoli, ridurre i tempi di inattività e minimizzare i costi operativi, garantendo al contempo un'elevata affidabilità del servizio.

Per aumentare la sostenibilità del sistema, una possibile strategia consiste nella produzione di idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua, processo chimico descritto in [13], utilizzando il surplus energetico generato localmente. Questo processo risulta molto complesso e tuttora oggetto di sviluppo e ottimizzazione, può essere realizzato mediante diverse tecnologie (come l'elettrolisi alcalina, PEM e ad ossidi solidi), descritte in [14]. La principale criticità risiede nella bassa efficienza energetica complessiva del processo che viene analizzata nell'articolo "Hydrogen Production by Renewable Energy and Future Trend in China"[15], che ne limita attualmente la competitività rispetto ad altre soluzioni di accumulo. Il principale vantaggio consiste nella possibilità di immagazzinare l'energia in forma chimica, che può successivamente essere riconvertita in elettricità tramite celle a combustibile (Fuel Cell), garantendo un utilizzo flessibile e a zero emissioni locali dell'energia accumulata.

Le celle a combustibile sono disponibili in varie tipologie che vengono descritte in [16], ognuna con proprie caratteristiche in termini di efficienza energetica, costi di investimento e condizioni di funzionamento. Questo articolo [17] analizza i limiti teorici dell'efficienza di conversione dell'energia nelle celle a combustibile a idrogeno. Il metodo di ottimizzazione MILP (Mixed-Integer Linear Programming) è ampiamente impiegato nella risoluzione di problemi complessi di gestione energetica, grazie alla sua capacità di trattare simultaneamente variabili continue e binarie. In [18] viene realizzata un'ottimizzazione multi obiettivo di un edificio in cui la necessità di rappresentare decisioni discrete, come l'attivazione o la disattivazione di determinati dispositivi, ha richiesto l'impiego di variabili binarie, gestite efficacemente tramite un approccio MILP. Il presente studio adotta una metodologia

analoga, sfruttando il MILP per modellare decisioni discrezionali, come la connessione o disconnessione dei veicoli, e ottimizzare una funzione multi obiettivo lineare.

Capitolo 3

Caso studio

3.1 Tipologia e configurazione della struttura



Figura 3.1: Capannone Cortilia

Come introdotto nel Capitolo 1, il presente lavoro si concentra sulla gestione energetica di un edificio destinato ad attività di logistica. Tali edifici, comunemente utilizzati per lo stoccaggio, la movimentazione e la distribuzione delle merci, sono spesso costituiti da capannoni prefabbricati di grandi dimensioni, posizionati strategicamente nelle aree periurbane per garantire un rapido accesso alle principali vie di comunicazione. Un esempio si può osservare in figura 3.1, opera realizzata da MG BUILDING [19] destinata all'azienda Cortilia [20]. Queste strutture, caratterizzate da un'elevata estensione superficiale e da un'attività operativa continua, presentano consumi energetici significativi, legati sia agli impianti per la climatizzazione e

l'illuminazione, sia all'impiego di veicoli per la logistica dell'ultimo miglio. Per tale motivo, rappresentano un contesto ideale per implementare strategie di ottimizzazione energetica ed integrazione con fonti rinnovabili.

La scelta relativa alla dimensione del capannone è stata guidata dall'analisi dei limitati dati disponibili online sulle principali aziende di logistica, con particolare riferimento all'articolo presentato dall'università di Vienna [21] e lo studio presentato dall'università di Varsavia [10]. Il primo fornisce indicazioni progettuali utili per la realizzazione di hub logistici urbani, basandosi su casi studio reali. Lo studio polacco invece realizza un confronto tra 6 scenari caratterizzati da differenti dimensioni, livelli di efficienza e densità di stoccaggio. La combinazione delle informazioni presenti nei due articoli ha fornito un utile riferimento per stimare la superficie necessaria: considerando un livello intermedio di densità di stoccaggio e automazione, è stata individuata una superficie complessiva pari a 4.000 metri quadrati (80x50). Tale dimensionamento risulta coerente con un'attività logistica di medio volume (tra i 7 e 9 mila colli giornalieri), destinata allo stoccaggio e alla movimentazione di merci leggere con elevata rotazione giornaliera. La figura 3.2 mostra uno schema rappresentativo del sito in esame, realizzato al fine di fornire un'indicazione approssimativa della disposizione dei principali elementi: impianto fotovoltaico, colonnine di ricarica e veicoli elettrici.

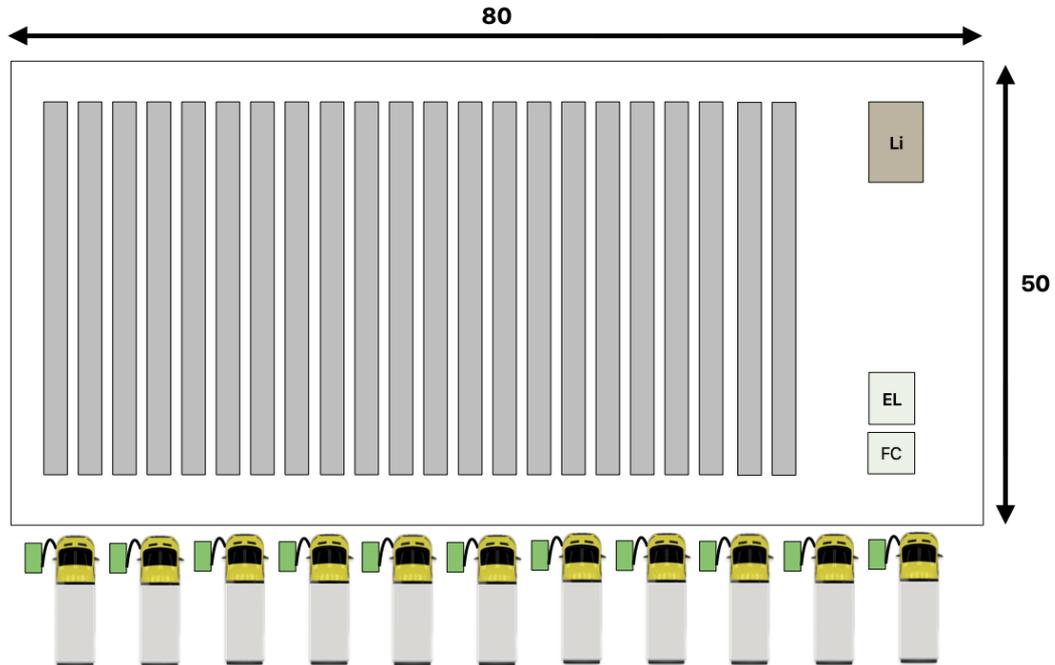


Figura 3.2: Schema del sito considerato

3.2 Impianto fotovoltaico

La porzione prevalente della superficie della copertura piana è destinata all'installazione di un impianto fotovoltaico, finalizzato alla produzione locale di energia elettrica. I pannelli fotovoltaici selezionati, prodotti da FuturaSun [22] e identificati come modello Silk Nova [23], sono costituiti da 120 celle monocristalline di tipo n, aventi una potenza pari a 490 Wp, sono particolarmente adatti per applicazioni in ambito commerciale.

Nella tabella 3.1 vengono riportate le principali caratteristiche.

Lunghezza	1910 mm
Larghezza	1134 mm
Spessore	30 mm
Peso	22 kg
Efficienza	22,62

Tabella 3.1: Specifiche pannelli

Si ipotizza che i pannelli fotovoltaici vengano installati con orientamento a sud e un'inclinazione di 30°, scelta ottimale per massimizzare la produzione. Per evitare fenomeni di ombreggiamento tra le file, è stata calcolata una distanza interfilare ottimale, utilizzando la formula 3.1 riportata nello studio Cinese [9].

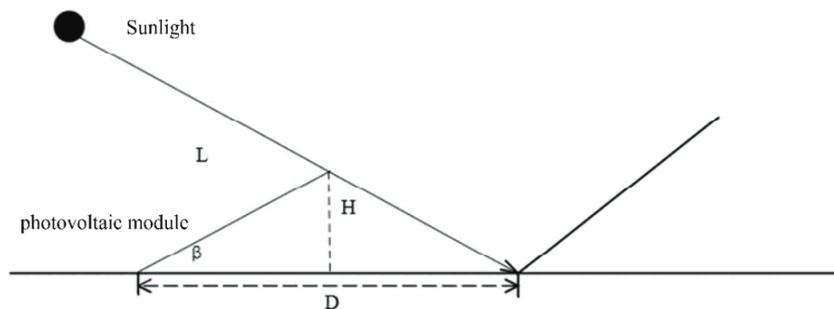


Figura 3.3: Calcolo distanza tra pannelli

$$D = L \cos \beta + L \sin \beta \cdot \frac{0.707 \cdot \tan \phi + 0.4338}{0.707 + 0.4338 \cdot \tan \phi} \quad (3.1)$$

Dove:

- L : è la lunghezza del pannello.

- ϕ : è la latitudine della zona in cui vengono installati i pannelli, considerando Torino $\phi = 45^\circ$.
- β : è l'inclinazione con cui vengono installati i pannelli, in questo caso $\beta = 30^\circ$

La distanza D tra le file di pannelli risulta essere pari a 2,6 metri. Sulla base delle dimensioni dei singoli moduli e della distanza D appena ricavata è stato possibile stimare le dimensioni dell'impianto: 22 file composte da 38 pannelli ciascuna per un totale di 836 moduli posizionati sulla copertura.

Considerando una potenza nominale di 490 Wp per singolo modulo, si ottiene una potenza fotovoltaica complessiva installata pari a 409,64 kWp.

Ai fini delle simulazioni, si prende in considerazione una giornata tipica di aprile, caratterizzata da condizioni meteorologiche ottimali (assenza di copertura nuvolosa), 12 ore di irraggiamento solare e una temperatura massima non superiore ai 25°C . In tale scenario, si stima una produzione fotovoltaica giornaliera ideale pari a circa 3.000 kWh. Tale valore è basato sui dati forniti dal tool di calcolo della produzione fotovoltaica, fornito dal Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [24], relativi al periodo temporale selezionato. La curva di generazione è stata modellata tramite linguaggio Python, ottenendo il grafico 3.4 riportato di seguito.

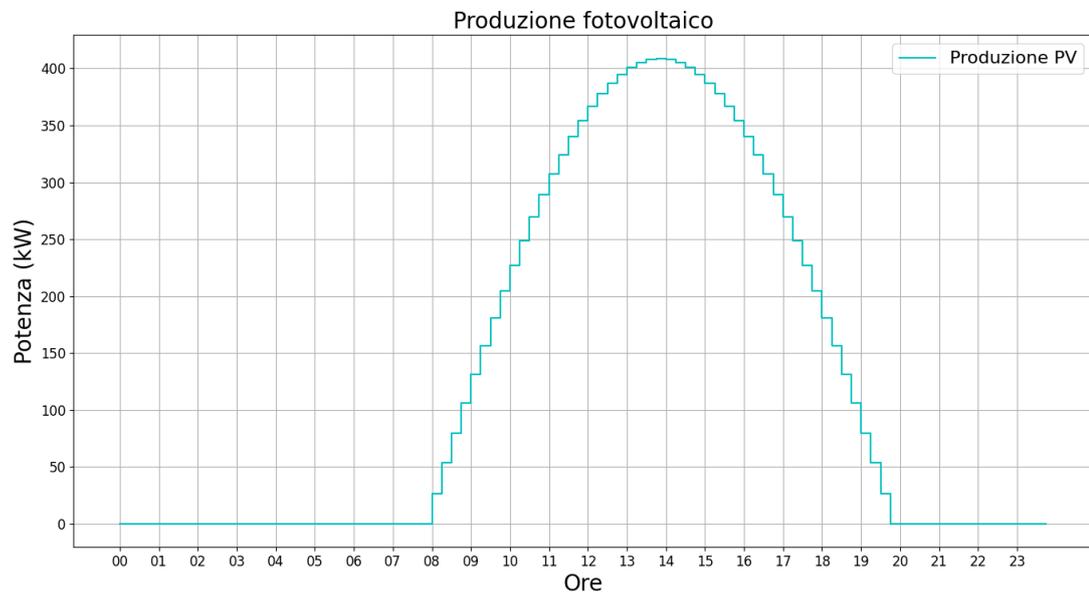


Figura 3.4: Produzione fotovoltaico

3.3 Flotta elettrificata

Secondo quanto riportato in [25] la distribuzione dell'ultimo miglio ("Last mile delivery") rappresenta, in media, il contributo più importante all'interno della catena logistica degli e-commerce, producendo circa il 32% delle emissioni di CO₂ associate al settore. I rendimenti elevati dei motori elettrici, specialmente a basse velocità e nel caso di continue fasi di arresto e riprese, uniti al recupero energetico ottenuto attraverso la frenata rigenerativa, giustificano la crescente adozione di veicoli elettrici tra le aziende operanti nel settore logistico. Inoltre, la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix di generazione elettrica contribuisce ad incrementare la convenienza di tali veicoli.

Tuttavia, questa transizione comporta alcune criticità operative, quali i tempi di ricarica, le complessità nella pianificazione dei percorsi (routing), l'autonomia limitata e i costi iniziali di acquisto dei veicoli, come specificato nell'articolo [26]. Nonostante queste sfide, l'elettrificazione della flotta si conferma una soluzione vantaggiosa, sia dal punto di vista ambientale che, nel medio-lungo periodo, anche sotto il profilo economico risultando però ancora cruciali gli incentivi per poter essere considerato un investimento ragionevole.

Nel contributo dell'Università di Vienna [21] viene stimato per i veicoli commerciali da 3,5 tonnellate una capacità di carico pari a 168 colli, valore che fluttua tra i 140 e 180 in base alle dimensioni dei pacchi trasportati.

Assumendo un carico medio equivalente a 168 colli per veicolo e un volume di consegne giornaliere compreso tra le 7 e 9 mila per l'hub logistico in esame, si stima l'impiego di 50 veicoli elettrici per la distribuzione dell'ultimo miglio, in linea con quanto riportato nell'articolo sullo sviluppo degli e-commerce [27] prodotto dall'E-Commerce Mobility Observatory dell'università Gustave Eiffel di Parigi, nel quale si stima siano necessari tra i 10 e i 15 furgoni per ogni 1000 m² di hub logistico.

3.3.1 Punti di ricarica

Ciascun veicolo è dotato di uno stallo di ricarica da 50 kW situato nel parcheggio dell'edificio, è stato ipotizzato tale valore di potenza prevedendo che i veicoli vengano ricaricati durante le ore notturne. Non si rendono quindi indispensabili delle tempistiche di ricarica stringenti, ma si adotta comunque una potenza tale da garantire livelli di ricarica soddisfacenti in intervalli temporali contenuti, compatibilmente alle capacità delle batterie dei veicoli considerati. Le stazioni di ricarica consentono la bidirezionalità del flusso energetico, permettendo l'implementazione della tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G). Tale configurazione permette l'immissione in rete dell'energia accumulata nei veicoli durante i picchi di domanda, utilizzando la flotta di veicoli come una riserva di energia.

L'efficienza dei processi di carica e scarica è stata determinata attraverso una revisione della letteratura tecnica disponibile. Nel lavoro di Leippi [28] presentano un'analisi dettagliata delle strategie di ricarica per veicoli elettrici, riportando valori di efficienza compresi tra il 90% e il 98% in funzione del tasso di carica ("C-rate"), ovvero del rapporto tra la corrente di ricarica applicata e la capacità nominale della batteria. Ulteriori esempi di stazioni di ricarica sono analizzati in [29], dove vengono esaminati diversi modelli di "fast charger" sviluppati da vari produttori. Le efficienze di conversione associate a tali dispositivi risultano comprese tra il 92% e il 95%, valori dipendenti dalle specifiche tecniche. Tenendo conto di quanto riportato viene assunta un'efficienza di carica e scarica pari al 94%.

3.3.2 Veicolo di riferimento

Il modello selezionato è il Ducato BEV serie 2 [30], il furgone elettrico della FIAT 3.5, equipaggiato con una batteria da 110 kWh che assicura un'autonomia di circa 376 km e una capacità di carico utile pari a 1155 kg.



Figura 3.5: Fiat E-Ducato

Gli orari di partenza e, soprattutto, di rientro dei veicoli impiegati per le consegne non possono essere definiti con precisione nell'ordine dei minuti, poiché la durata effettiva delle operazioni dipende da molteplici variabili, quali le condizioni del traffico, il numero di fermate previste e la configurazione del percorso. Per semplificare la modellazione, si ipotizza che i veicoli lascino il magazzino individualmente in una finestra compresa tra le 8:00 e le 10:00 e rientrino a fine attività tra le 18:00 e le 20:00. Tale modellazione viene realizzata assegnando a ciascun veicolo, in maniera casuale, un orario di partenza e uno di rientro, rispettando gli intervalli temporali predefiniti. A questo scopo è stato utilizzato il modulo `numpy.random` con seme fisso per garantire che i risultati siano riproducibili.

Il costo di degradazione è stato valutato ipotizzando che il valore del pacco batterie rappresenti circa il 50% del costo complessivo del veicolo. Il modello di riferimento scelto, il Ducato BEV serie 2, nella configurazione selezionata viene venduto a 56.550€. In linea con la politica commerciale adottata per il modello precedente

del veicolo [31], si assume una garanzia di durata pari a 10 anni equivalente a circa 3000 cicli.

Attraverso la formula 3.2 è possibile stimare il costo di degradazione dei veicoli:

$$C_{degradazione}^v = \frac{Costo_{tot}(\text{€})}{N_{cicli} \cdot Capacità(kWh)} = \frac{56550 \cdot 0,5}{3000 \cdot 110} = 0,085\text{€/kWh} \quad (3.2)$$

Risultato coerente con quanto analizzato nello studio condotto dall'Università di Teheran [32], nel quale viene realizzato un modello realistico per integrare il costo di degradazione della batteria dei veicoli in scenari di V2G. Tale modello restituisce un fattore di degradazione che varia tra i 0,0984 e i 0,12 \$/kWh il cui valore medio in euro equivale a 0,086 €/kWh.

3.4 Accumulo centralizzato

È sempre più comune l'adozione di sistemi di accumulo energetico, in particolare batterie, con l'obiettivo di immagazzinare l'energia elettrica in eccesso generata dall'impianto fotovoltaico. Questa strategia consente di massimizzare l'autoconsumo e ridurre gli sprechi energetici. L'articolo [4] evidenzia inoltre come i sistemi di accumulo siano particolarmente efficaci nel mitigare i picchi di domanda e nel limitare l'acquisto di energia elettrica durante le fasce orarie in cui i prezzi risultano più elevati.

Tra le tecnologie disponibili, le batterie agli ioni di litio risultano attualmente le più diffuse e adatte per applicazioni stazionarie, grazie al loro favorevole rapporto tra densità energetica, efficienza e ciclo di vita. Come viene evidenziato in questo articolo [33] "le batterie agli ioni di litio si dimostrano superiori rispetto alle alternative al piombo, sia dal punto di vista tecnico che economico, rendendole la scelta preferita per l'integrazione con impianti a fonte rinnovabile".

Nel caso studio analizzato, è stata ipotizzata l'implementazione di un sistema di accumulo con capacità pari a 200 kWh, tale valore è stato supposto considerando l'elevata potenza dell'impianto fotovoltaico installato e il disallineamento temporale tra il picco di produzione e la presenza dei veicoli. La potenza di carica e scarica, fissata a 50 kW, è stata definita con l'obiettivo di salvaguardare la durabilità del sistema di accumulo e ottimizzare i costi. Nello specifico il dimensionamento è stato fissato pari ad un quarto della corrente massima ammissibile dalla batteria al fine di contenere lo stress elettrochimico e prolungarne la vita utile, riducendo i costi complessivi dell'impianto.

3.4.1 Modello di riferimento

Si prevede l'utilizzo di una configurazione modulare, simile a quella proposta da BYD 3.6, che consente di ottenere la capacità desiderata mediante l'accoppiamento

in parallelo di moduli da 4 kWh ciascuno. La scheda tecnica [34] riporta che la tecnologia impiegata è basata su celle al Litio Ferro Fosfato (LFP), indica le specifiche legate alla tensione nominale e corrente massima e specifica l'efficienza di carica e scarica che è fissata al 95%.



LVS 16.0 (4 moduli + PDU. Max.64 moduli in 16 torri per sistema)

Figura 3.6: Battery box BYD

Per stimare il costo associato al sistema di accumulo, si fa riferimento allo studio condotto dal Politecnico di Milano [35], in cui vengono confrontate diverse tecnologie di batterie al litio, tra cui la LFP, di cui riporta un costo equivalente a 100 \$/kWh e una vita attesa maggiore di 4000 cicli. Tenendo conto della garanzia di 10 anni indicata nella scheda tecnica del sistema battery box di BYD e ipotizzando un ciclo completo di carica e scarica al giorno, si stima una durata operativa di circa 3650 cicli. Da questi dati si ricava un investimento iniziale indicativo di circa 20.000 € e può essere ricavato anche il costo di degradazione con la seguente formula 3.3:

$$C_{degradazione}^l = \frac{Costo_{tot}(\text{€})}{N_{cicli} \cdot Capacità(kWh)} = \frac{20000}{3650 \cdot 200} = 0,0274\text{€/kWh} \quad (3.3)$$

Si ottiene un costo di degradazione pari a 0,027 €/kWh.

3.5 Accumulo ad idrogeno

3.5.1 Idrogeno autoprodotta

L'idrogeno è sempre più considerato una valida opzione per l'accumulo energetico, grazie alla possibilità di essere prodotto attraverso diverse tecnologie e fonti primarie. Le tecniche più consolidate, come lo Steam Methane Reforming (SMR) e la Coal Gasification, risultano economicamente vantaggiose ma fortemente emissive, in quanto basate su fonti fossili. Al contrario, la produzione tramite elettrolisi dell'acqua alimentata da energia rinnovabile rappresenta l'alternativa più promettente in un'ottica di decarbonizzazione, in quanto priva di emissioni dirette e pienamente compatibile con gli obiettivi Net Zero. Tale confronto viene analizzato in [36].

All'interno dello studio [37] vengono descritte le diverse tecnologie di elettrolisi:

- Elettrolisi Alcalina: storicamente più usata e stabile, impiega una soluzione alcalina, ha costi relativamente bassi ma ha una bassa densità energetica e scarsa purezza dell'idrogeno prodotto.
- Elettrolisi PEM: alimentata con acqua pura non alcalina, ha un'elevata densità di corrente e produce idrogeno molto puro ma ha costi elevati e componenti delicati.
- Elettrolisi AEM: funziona con acqua alcalina, non richiede metalli nobili, promette elevata efficienza ma tecnologia ancora acerba, durata di vita breve per adesso.
- Elettrolisi a Ossidi solidi: sfrutta vapore ad alte temperature (700°C), efficienza massima (>90%) ma molto costosa e ha una durata limitata a causa degli stress termici

Le principali criticità associate alle tecnologie di elettrolisi, secondo la review sulle "Tecnologie per la produzione di idrogeno verde" [37], riguardano i costi elevati che variano indicativamente tra 270 e oltre 2000 \$/kW, la limitata durabilità dei materiali impiegati e l'efficienza complessiva ancora contenuta, generalmente compresa tra il 50% e l'80% a seconda della tecnologia utilizzata.

La scelta è ricaduta sull'elettrolizzatore alcalino il cui costo di degradazione e l'efficienza vengono stimati considerando la revisione dell'università tedesca di Clausthal [38] e l'analisi economica [39] presentata durante la "International Conference on Power and Energy Systems" tenutasi in Cina.

Confrontando i dati forniti dai due documenti si è identificata un'efficienza media pari al 70%, un costo di investimento di circa 750 €/kW e una vita utile attesa di circa 70000 ore, giungendo ad un costo di degradazione pari a:

$$C_{degradazione}^H = \frac{Costo_{inv}(\text{€/kW})}{h} = 0,01\text{€/kWh} \quad (3.4)$$

3.5.2 Idrogeno acquistato

L'alternativa all'investimento in un sistema di produzione di idrogeno in loco e alla relativa manutenzione risulta essere l'approvvigionamento di idrogeno gassoso da fornitori esterni e successivo stoccaggio in serbatoi ad alta pressione.

Vi sono diverse tipologie di idrogeno acquistabile sul mercato che variano in base alla fonte primaria utilizzata per produrlo. L'analisi condotta dall'università di Lisbona [40] fornisce un'accurata revisione di ogni tipologia di idrogeno acquistabile sul mercato, la cui particolarità è la suddivisione per colore, di seguito verranno elencate le principali:

- Idrogeno Grigio: prodotto dall'ossidazione parziale o gassificazione di metano, emette grandi quantità di anidride carbonica, circa $8,2 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}$. Costo: 0,67 - 1,31 \$/kg;
- Idrogeno Marrone: prodotto dalla gassificazione del carbone, il più inquinante con $20 \text{ kgCO}_2/\text{kgH}$. Costo: 1,2 - 2 \$/kg;
- Idrogeno Giallo: prodotto tramite elettrolisi dell'acqua ma impiegando energia dalla rete elettrica, le emissioni dipendono dal mix energetico del paese in esame. Costo: 4,83 - 13,11 \$/kg;
- Idrogeno Verde: prodotto tramite elettrolisi alimentata esclusivamente da fonti rinnovabili quindi zero emissioni. Costo: 2,28 - 7,39 \$/kg.

Poiché l'analisi condotta ho come obiettivo anche la riduzione delle emissioni, si è optato per l'approvvigionamento esclusivo di idrogeno verde in modo da mantenere l'energia prodotta tramite idrogeno a emissioni nette nulle.

È stato adottato un valore di riferimento pari a 5 €/kg, da cui è stato derivato il corrispondente costo per kilowattora sulla base del potere calorifico dell'idrogeno, pari a $33,3 \text{ kWh/kg}$. Tale conversione consente di esprimere il costo dell'idrogeno in termini energetici:

$$C_{buy}^H = \frac{5 \text{ (€/kg)}}{33,3 \text{ (kWh/kg)}} = 0,15 \text{ €/kWh} \quad (3.5)$$

3.5.3 Stoccaggio dell'idrogeno

Secondo quanto riportato in [41], "lo stoccaggio dell'idrogeno presenta notevoli criticità, principalmente dovute alla sua bassa densità in condizioni standard ($0,0899 \text{ kg/m}^3$).", questo implica l'adozione di tecnologie di compressione o liquefazione per ridurre i volumi di accumulo.

I metodi più promettenti di stoccaggio dell'idrogeno in accordo con [Kourougianni et al., 2024] [42] attualmente includono: la compressione dell'idrogeno gassoso in

serbatoi o in cavità sotterranee, l'assorbimento tramite idruri metallici e lo stoccaggio criogenico dell'idrogeno liquido che comporta il mantenimento di temperature estremamente basse, prossime ai 20 gradi Kelvin.

Confrontando le caratteristiche, i costi e le complicazioni tecnologiche associate alle diverse soluzioni è stato valutato l'impiego del serbatoio dell'idrogeno in pressione. Questa risulta essere la tecnologia più comune per immagazzinare l'idrogeno, le principali caratteristiche vengono riassunte nella tabella 3.2.

Pressione operativa	100-700 <i>bar</i>
Densità di stoccaggio	7-27 <i>kg/m³</i>
Efficienza	92 %
LCHS	$\sim 0,33$ $\$/kgH_2$

Tabella 3.2: Idrogeno compresso

In cui l'efficienza tiene conto delle perdite energetiche dovute al processo di compressione, mentre il termine LCHS (levelized cost of hydrogen storage) rappresenta il costo unitario medio per chilogrammo immagazzinato, calcolato sul ciclo di vita dell'impianto.

Dopo aver riportato il suddetto costo in valuta italiana ($\sim 0,28$ €/kgH₂), viene calcolato il rispettivo costo per kilowattora sulla base del potere calorifico dell'idrogeno:

$$C_{storage}^H = \frac{0,28 \text{ (€/kgH}_2\text{)}}{33,3 \text{ (kWh/kg)}} = 0,0084 \text{ €/kWh} \quad (3.6)$$

Assumendo una fornitura con cadenza settimanale di idrogeno e tenendo conto sia della potenza installata dell'impianto fotovoltaico sia dei carichi dovuti alla flotta di veicoli elettrici, si stima la necessità di un serbatoio con capacità pari a 60 kg di idrogeno. Considerando nuovamente il potere calorifico dell'idrogeno, tale capacità risulta equivalente a 1998 kWh. Distribuendo uniformemente questa energia sull'intero periodo settimanale, si ottiene una disponibilità giornaliera pari a circa 285 kWh derivanti dall'idrogeno acquistato.

3.5.4 Celle a combustibile

La versatilità dell'idrogeno come sistema di accumulo energetico risiede nella sua capacità di essere immagazzinato per lunghi periodi senza subire perdite significative di carica, a differenza delle batterie tradizionali soggette ad autoscarica. Inoltre, l'idrogeno può essere riconvertito in energia elettrica tramite celle a combustibile (fuel cell), dispositivi elettrochimici che combinano l'idrogeno con l'ossigeno dell'aria per generare elettricità, restituendo calore e acqua come unico sottoprodotto. Le celle a combustibile offrono il vantaggio di un funzionamento silenzioso, a basse

emissioni e con un'efficienza potenzialmente superiore rispetto ai motori termici, rendendole adatte sia per applicazioni stazionarie che mobili.

In questo articolo [43] viene realizzata una review delle varie tecnologie di celle a combustibile:

- Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC): caratterizzata da un avvio rapido, bassa temperatura operativa ($<100^{\circ}\text{C}$) ma richiede idrogeno ad alta purezza e ha costi elevati legati ai catalizzatori al platino.
- Direct Methanol Fuel Cell (DMFC): Necessita di metanolo liquido più facilmente trasportabile ma ha una bassa efficienza e una durata limitata dei materiali.
- Solid Oxide Fuel Cell (SOFC): funziona con diversi carburanti, ha elevata efficienza ($>60\%$) ma ha tempi di avvio lunghi, stress termici importati dovuti alle alte temperature operative ($700-1000^{\circ}\text{C}$) e costi elevati dei componenti ceramici.

La tipologia di cella a combustibile più adatta al caso in esame è la PEMFC, grazie al suo rapido avviamento, alla buona risposta dinamica ai cambi di carico e alla compattezza, caratteristiche ideali per applicazioni in contesti dinamici e con spazi limitati. Tuttavia, uno dei principali svantaggi di questa tecnologia è rappresentato dall'elevato costo dei catalizzatori a base di platino. Nonostante ciò, tali costi potrebbero essere compensati nel lungo periodo, grazie all'elevata efficienza operativa.

La valutazione del costo di degradazione della cella a combustibile scelta è stato ponderato basandosi su quanto riportato in [16], ove il costo di investimento associato alla tecnologia PEMFC varia tra i 3 e 4 mila €/kW e una vita utile attesa pari a 70 mila ore. Prendendo in considerazione la media del costo di investimento si ottiene:

$$C_{degradazione}^{FC} = \frac{\text{Costo}_{inv}(\text{€/kW})}{h} = \frac{3500}{70000} = 0,05 \text{ €/kWh} \quad (3.7)$$

3.5.5 Profilo di carico

Il profilo di carico del capannone è stato stimato pari a circa 686600 kWh/anno, escludendo i consumi relativi alla carica dei veicoli elettrici, alla batteria al litio e all'elettrolizzatore. Tale valore corrisponde a un fabbisogno energetico medio giornaliero di circa 1880 kWh. Tale stima si basa sui dati riportati nel già citato articolo [10] dell'università di Varsavia, che analizza in modo approfondito i consumi energetici tipici dei magazzini destinati alla logistica. Sono stati considerati diversi scenari caratterizzati da differenti livelli di automazione e densità di stoccaggio, optando infine per una configurazione intermedia (scenario V3). Dalla figura 3.7,

estrapolata da [10], emerge chiaramente come la quota principale dei consumi energetici sia attribuibile al sistema di riscaldamento e raffrescamento, seguita dai consumi legati all'illuminazione degli ambienti operativi. Per quanto riguarda la voce "transport equipment" non comprende i veicoli elettrici per le consegne non essendo presenti in questo studio. Lo studio [11] effettua un'analisi sul carico di un

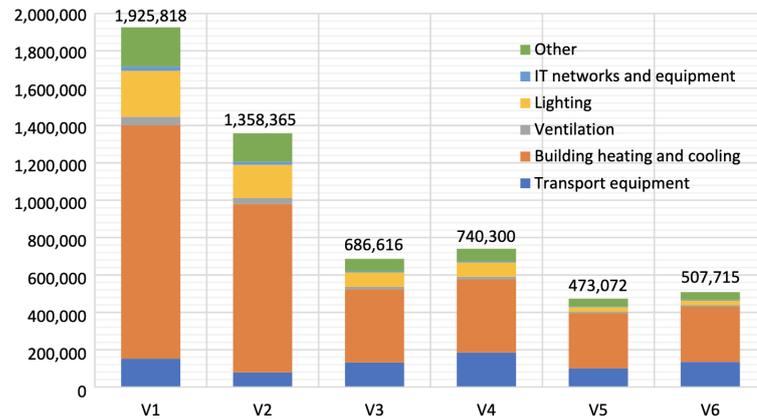


Figura 3.7: Consumo energetico annuale (kWh/anno)

hub logistico con l'obiettivo di dimensionare l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo. L'analisi evidenzia un marcato aumento del carico tra le 18:00 e le 22:00, osservabile nella figura 3.8 estrapolata da [11]. Questa distribuzione temporale della

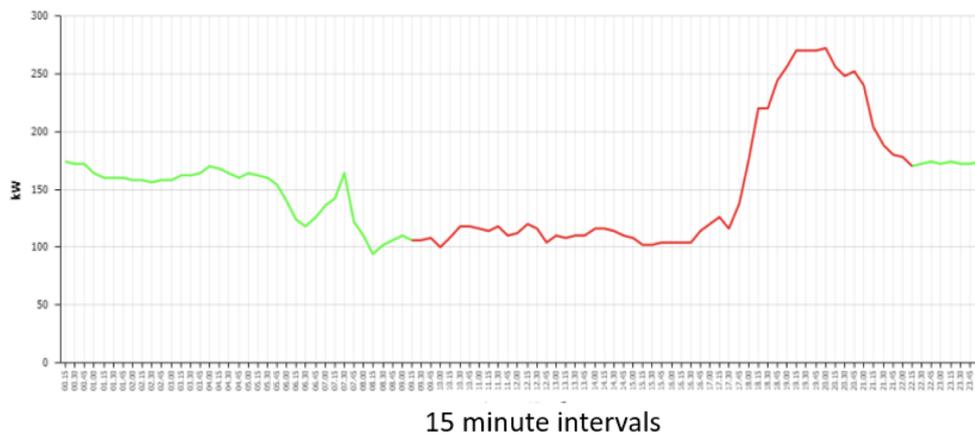


Figura 3.8: Profilo di carico articolo [11]

domanda energetica ha implicazioni rilevanti per il dimensionamento del sistema energetico, richiedendo strategie di accumulo e gestione dell'energia in grado di

garantire continuità operativa anche nelle ore serali, quando la produzione da fonte solare non è disponibile. Sulla base dell'andamento del profilo precedentemente valutato, è stato modellato un profilo energetico con andamento paragonabile, mostrato in figura 3.9. Esso presenta un primo modesto picco tra le 11:00 e le 12:00, seguito da una riduzione del consumo fino alle 16:00. A partire da questo momento, la domanda energetica torna a salire progressivamente, raggiungendo il massimo intorno alle 21:00. Questo incremento serale è attribuibile al funzionamento continuativo degli impianti logistici, operativi 24 ore su 24: con il calare del sole, oltre ai macchinari per la movimentazione delle merci, entrano infatti in funzione anche i sistemi di illuminazione e, se necessario, di riscaldamento.

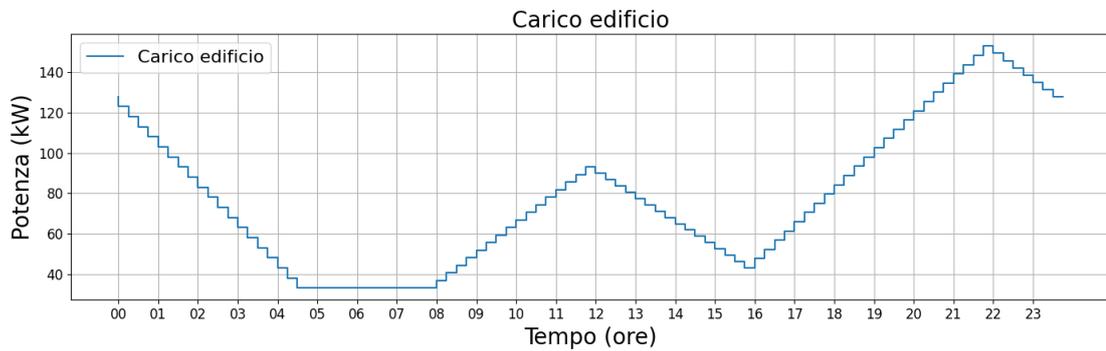


Figura 3.9: Profilo di carico

3.5.6 Prezzo di acquisto dell'energia elettrica

Per stimare i costi legati all'energia elettrica acquistata dalla rete nell'ambito del sistema analizzato, si fa riferimento al Prezzo Unico Nazionale (PUN), che rappresenta il prezzo di riferimento dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso in Italia. Il PUN viene determinato giornalmente sulla base delle contrattazioni effettuate nel Mercato del Giorno Prima (MGP), secondo un meccanismo ad asta. In questo contesto, i produttori e i consumatori presentano rispettivamente offerte di vendita e di acquisto, che vengono abbinate dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), il quale individua per ogni ora il punto di equilibrio tra domanda e offerta, definendo così il prezzo orario dell'energia.

La giornata di riferimento selezionata è martedì 3 aprile 2025, scelta al fine di analizzare l'andamento orario del prezzo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete. I dati utilizzati, sono disponibili sul sito del Gestore dei Mercati Energetici (GME) [44], sono riportati nel grafico 3.10 e consentono di modellare il comportamento del sistema in relazione alla variabilità del costo dell'energia.



Figura 3.10: PUN 3 aprile

3.5.7 Prezzo di vendita dell'energia elettrica

Determinare il prezzo di vendita dell'energia elettrica alla rete risulta più complessa rispetto a quello di acquisto. Fino al 2024, era disponibile il meccanismo dello Scambio sul Posto, che consentiva ai produttori, come i titolari di impianti fotovoltaici, di utilizzare la rete elettrica come una sorta di "batteria virtuale". In pratica, l'energia prodotta in eccesso veniva immessa in rete e successivamente compensata con quella prelevata in momenti di fabbisogno, permettendo di evitare sprechi e di ridurre significativamente i costi complessivi della fornitura elettrica. Il decreto legislativo n. 199/2021 sancisce la fine dello Scambio sul Posto per conformarsi alle direttive europee e promuovere una maggiore diffusione dell'autoconsumo collettivo e delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).

L'alternativa per i possessori di impianti fotovoltaici è il Ritiro Dedicato (RID) che permette di vendere l'energia non autoconsumata direttamente al Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Stando alla regolazione economica del servizio stilata dal GSE [45], in base alla tipologia di impianto e da eventuali ulteriori incentivi riconosciuti sullo stesso, si potrà scegliere tra due prezzi forniti dal GSE : il Prezzo zonale Orario (PO) e il Prezzo Minimo Garantito (PMG).

Se l'impianto è:

- a fonte rinnovabile, non incentivato, di potenza fino a 1 MW;
- fotovoltaico, incentivato, di potenza fino a 100 kW;
- idroelettrico, incentivato, di potenza efficiente fino a 500 kW.

Si rientra nei PMG, forniti annualmente dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico, si differenziano per fonte e per scaglione di energia. Nel 2025 il Prezzo Minimo Garantito per impianti fotovoltaici fino a 1500 MW equivale a 46,8 €/MWh.

Se l'impianto invece è:

- a fonte rinnovabile, incentivato, di potenza fino a 1 MW (esclusi i casi di cui sopra);
- a fonte rinnovabile, incentivato e non, di potenza superiore a 1 MW.

Il prezzo riconosciuto è il Prezzo Zonale Orario ovvero i prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato.

Dove le fasce orarie sono:

- **F1:** Giorni feriali (dal lunedì al venerdì) dalle ore 08:00 alle ore 19:00.
- **F2:** Giorni feriali (dal lunedì al venerdì) dalle ore 07:00 alle ore 08:00 e dalle ore 19:00 alle ore 23:00. Sabato dalle ore 07:00 alle ore 23:00.
- **F3:** Tutti i giorni dalle ore 00:00 alle ore 07:00 e dalle ore 23:00 alle ore 24:00. Domenica e festivi per l'intera giornata.

Le zone di mercato si dividono in:

- **Nord:** Valle D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna;
- **Centro Nord:** Toscana e Marche;
- **Centro Sud:** Umbria, Lazio, Abruzzo e Campania;
- **Sud:** Molise, Puglia e Basilicata;

- Sicilia;
- Sardegna;
- Calabria.

Considerando il caso in esame verrà applicato il Prezzo Zonale Orario della zona Nord, essendo l'edificio situato in Piemonte.

I prezzi relativi alle varie fasce sono consultabili sul sito del Gestore dei Servizi Energetici [46]. Per il mese di aprile, i valori registrati sono i seguenti:

- Prezzo fascia F1 = 84,18 €/MWh
- Prezzo fascia F2 = 76,45 €/MWh
- Prezzo fascia F2 = 77,63 €/MWh

L'andamento del prezzo viene visualizzato nel grafico in figura 3.11



Figura 3.11: Prezzo di vendita per fascia oraria

3.5.8 Fattore di emissione

Il fattore di emissione nazionale rappresenta la quantità di anidride carbonica equivalente rilasciata per ogni chilowattora di energia elettrica prodotta ($kgCO_2/kWh$). Tale parametro viene determinato sulla base del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia immessa nel sistema elettrico nazionale. A ciascuna fonte primaria viene associato un fattore di emissione sia esso da fonti fossili o rinnovabili. Per esempio, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) ha stimato che il gas naturale produce $371,7 gCO_2/kWh$ e i prodotti petroliferi $538,0 gCO_2/kWh$ (dati relativi al 2023). Il fattore per la produzione elettrica

viene calcolato proprio dall'ISPRA come il rapporto tra le emissioni prodotte da ogni fonte e l'energia elettrica lorda prodotta. Tale dato viene fornito all'interno di un report [47] pubblicato da ISPRA in cui si analizzano principali parametri del settore elettrico nazionale in relazione alle emissioni atmosferiche di anidride carbonica.

Poiché il valore del fattore di emissione è generalmente fornito come media annuale, per ottenere una rappresentazione più granulare e coerente con l'orizzonte temporale orario del modello, si è resa necessaria una stima della sua variabilità oraria riferita alla giornata oggetto di analisi. Il calcolo è stato eseguito applicando la seguente equazione:

$$FE_j = \sum_{i,j} \frac{E_{i,j} \cdot FE_{i,j}}{E_{i,j}} \quad (3.8)$$

Dove:

- $E_{i,j}$ è l'energia prodotta dalla fonte i all'istante j in kWh ;
- $FE_{i,j}$ è il fattore di emissione della fonte i all'istante j in $(kgCO_2/kWh)$

ISPRA è responsabile della predisposizione e dell'aggiornamento annuale dell'inventario nazionale delle emissioni in atmosfera, attraverso la raccolta, l'elaborazione e la diffusione dei dati. In questa sezione del sito [48] vengono pubblicati diversi report sull'argomento, tra cui un documento Excel contenente la serie storica dei fattori di emissione nazionali (1990-2023) per la produzione ed il consumo di elettricità.

Il fattore di emissione relativo alla produzione termoelettrica è stato estrapolato dal suddetto documento e risulta essere pari a $414,9 \text{ } gCO_2/kWh$. Le emissioni di CO_2 associate alla produzione elettrica da fonti rinnovabili vengono assunte nulle in accordo con i criteri adottati nel documento di ISPRA [47]. Di conseguenza, nella formula 3.8, viene assegnato loro un coefficiente di emissione pari a zero. All'interno del portale dati di Terna [49] viene messo a disposizione il dataset relativo alla generazione totale nazionale netta, suddivisa per fonti primarie. Selezionando l'intervallo temporale di interesse, in questo caso la giornata del 3 aprile 2025, è possibile visualizzare il grafico riportato in figura 3.12, che rappresenta il contributo delle diverse fonti alla produzione complessiva. Anche in questo caso, i dati sono stati scaricati in formato Excel, al fine di utilizzare il foglio di calcolo per l'applicazione della formula 3.8.

Poiché i coefficienti di emissione associati alle fonti rinnovabili risultano nulli, il numeratore della formula si semplifica considerando soltanto il prodotto tra la produzione termoelettrica ("Thermal", $P_{th,j}$) e il coefficiente di emissione associato ($FE_{th,j}$):

$$FE_j = \sum_{i,h} \frac{E_{th,j} \cdot FE_{th,j}}{E_{i,j}} \quad (3.9)$$

Il fattore di emissione di anidride carbonica calcolato presenta una risoluzione temporale quartoraria e una fluttuazione piuttosto significativa. Il confronto tra la figura 3.12 e la figura 3.13 evidenzia l'influenza della generazione da fonti rinnovabili, in particolare quella fotovoltaica, sull'andamento del fattore di emissione di CO_2 . Quest'ultimo mostra valori minimi nelle ore centrali della giornata, in corrispondenza del picco di produzione solare.

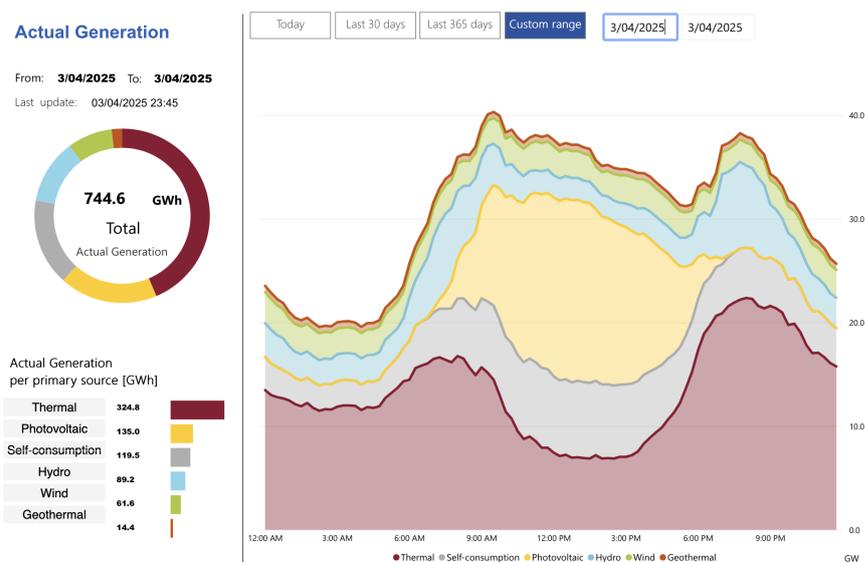


Figura 3.12: Generazione per fonti primarie

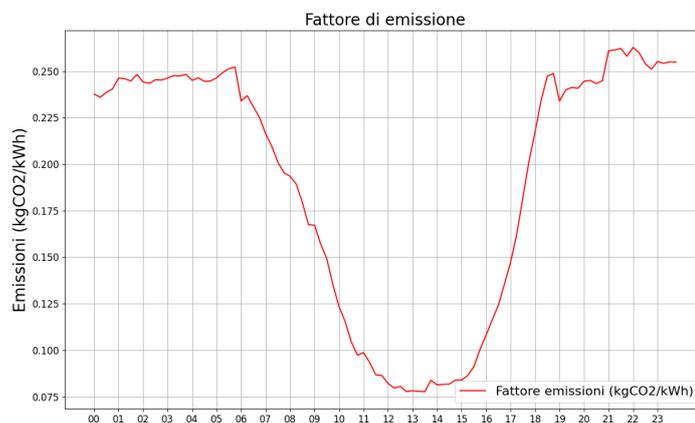


Figura 3.13: Fattore di emissione

Capitolo 4

Ottimizzazione

4.1 Descrizione del problema

Il problema consiste nella definizione di una funzione obiettivo che consideri le potenze dei vari sistemi, i costi e le emissioni associate. In seguito sono stati determinati i parametri di sistema (come la capacità delle batterie, la potenza installata dell'impianto fotovoltaico, il numero di veicoli elettrici, i prezzi di acquisto e vendita dell'energia, ecc.). In fine, sono stati implementati i vincoli operativi necessari a garantire la coerenza del modello con le condizioni reali di esercizio.

L'ottimizzazione del sistema è stata sviluppata mediante l'approccio della programmazione lineare intera mista (MILP). Questa metodologia consente di modellare in modo efficace sia variabili continue, associate a grandezze come potenze ed energie, sia variabili binarie intere, utilizzate per rappresentare decisioni discrezionali. In particolare, le variabili binarie permettono di descrivere lo stato di connessione o disconnessione, nonché le fasi di carica o scarica dei diversi componenti del sistema energetico, come accumulatori e veicoli elettrici.

Il modello matematico dell'edificio è sviluppato utilizzando Pyomo, una libreria open-source di Python che consente di formulare e risolvere problemi di ottimizzazione matematica, sia lineari che non lineari, discreti e continui.

La risoluzione del problema viene affrontata attraverso il solver Gurobi, particolarmente efficiente nel trattare problemi su larga scala grazie alla sua velocità, affidabilità e capacità di gestire vincoli complessi.

4.2 Funzione Obiettivo

L'ottimizzazione del Caso studio descritto nel capitolo precedente viene costruita per ottimizzare contemporaneamente due funzioni obiettivo. Si tratta di una funzione detta bi-criterio in grado di rispondere a due quesiti, spesso in contrasto

tra loro, ottenendo in uscita due soluzioni diverse.

Il primo obiettivo dell'ottimizzazione è gestire i flussi energetici all'interno del magazzino in modo da minimizzare i costi complessivi. A tal fine, vengono presi in considerazione tutti i flussi economici associati all'energia consumata e prodotta dall'impianto:

- Energia acquistata dalla rete: è il costo principale e, come detto, è associato al Prezzo Unico Nazionale (PUN), determinato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).
- Energia venduta alla rete: costo negativo legato al surplus energetico (quando presente) dell'impianto fotovoltaico e fornitura di corrente alla rete da parte dei veicoli tramite il V2G.
- Costi di degradazione: rappresentano l'usura progressiva dei componenti dovuta al loro utilizzo e sono modellati in €/kWh proporzionale all'energia trattata da ciascun dispositivo, in base alla sua vita utile stimata.

Viene analizzata una giornata lavorativa considerando i 96 intervalli temporali da 15 minuti che la compongono. La funzione obiettivo quindi restituirà il costo energetico della giornata di lavoro e avrà questa forma:

$$Cost_{min} = \min \left(\sum_{j=1}^{N=96} \left[(P_j^{grid,buy} \cdot C_j^{grid,buy}) - (P_j^{grid,sell} \cdot C_j^{grid,sell}) + C_j^{deg} \right] \cdot \Delta t_j \right) \quad (4.1)$$

Dove:

- $P_j^{grid,buy}$ è la potenza assorbita dalla rete nell'istante j;
- $P_j^{grid,sell}$ è la potenza iniettata in rete nell'istante j;
- $C_j^{grid,buy}$ è il prezzo di acquisto della corrente comprata dalla rete all'istante j;
- $C_j^{grid,sell}$ è il prezzo di vendita della corrente venduta alla rete all'istante j;
- $PV_{cost} = P_j^{pv} \cdot C_{operat} \cdot \Delta t_j$ rappresenta i costi associati alla manutenzione dell'impianto fotovoltaico;
- V_{degrad} è il costo di degradazione dei veicoli elettrici;
- $C_{degradation}^l$ è il costo di degradazione del sistema di accumulo al litio;
- $C_{degradation}^H$ è il costo operativo dello storage ad idrogeno;

- Δt_j è la durata dell'intervallo temporale j-esimo.

Il secondo obiettivo dell'ottimizzazione è legato alla riduzione delle emissioni di CO₂.

Viene considerato il fattore di emissione calcolato nel capitolo precedente 3.5.8, espresso in kgCO₂/kWh, in modo da ottenere le emissioni prodotte dall'impianto durante il normale funzionamento.

Il secondo criterio della funzione obiettivo viene espresso come:

$$CO_{2min} = \min \left(\sum_{j=1}^{N=96} [(P_j^{grid,buy} \cdot FE_{th,j}) \cdot \Delta t_j] \right) \quad (4.2)$$

Dove:

- $P_j^{grid,buy}$ è la potenza assorbita dalla rete nell'istante j;
- $FE_{th,j}$ è il coefficiente che identifica la quantità di CO₂ emessa per ogni kWh prelevato dalla rete nell'istante j;
- Δt_j è la durata dell'intervallo temporale j-esimo.

4.2.1 Attribuzione del peso degli obiettivi

La funzione obiettivo impiegata presenta una struttura bi-criterio, in quanto tiene simultaneamente conto della minimizzazione dei costi e delle emissioni di CO₂. Tuttavia, trattandosi di obiettivi potenzialmente in conflitto, non è possibile ottenere contemporaneamente il minimo assoluto di entrambi. Al fine di gestire il trade-off tra i due obiettivi è stato introdotto un coefficiente di ponderazione α (variabile tra 0 e 1) che consente di modulare il "peso" di ciascun criterio all'interno dell'ottimizzazione. L'integrazione del parametro α viene implementata effettuando una normalizzazione delle due funzioni obiettivo al fine di renderle adimensionali e confrontabili. Per fare ciò viene effettuata una prima ottimizzazione nel blocco `compute _objective _bounds()`, la quale restituisce il valore minimo di costo e il corrispondente valore di emissioni (CO_{2nadir}), che rappresenta il punto ad emissioni massime. Successivamente si risolve il modello minimizzando le emissioni e ottenendo il costo corrispondente (C_{nadir}), che rappresenta il punto in cui si ha costo massimo.

Nel blocco `normalize _objective _rule()` viene effettuata la normalizzazione delle due funzioni obiettivo impiegando i valori di minimo e massimo ottenuti sopra.

$$Cost_{normalized} = \frac{Cost - C_{min}}{C_{max} - C_{min}} \quad (4.3)$$

$$CO2_{normalized} = \frac{CO2 - CO2_{min}}{CO2_{max} - CO2_{min}} \quad (4.4)$$

Dove:

- $Cost = \sum_{j=1}^{N=24} [(P_j^{grid,buy} \cdot C_j^{grid,buy}) - (P_j^{grid,sell} \cdot C_j^{grid,sell}) + PV_{cost} + V_{deg} + C_{deg}^l + C_{deg}^H] \cdot \Delta t_j$, è la funzione obiettivo relativa ai costi vista nella formula (4.1) senza il termine (min) che restituisce il valore minimo della stessa;
- $CO2 = \sum_{j=1}^{N=24} [(P_j^{grid,buy} \cdot FE_{th,j})] \cdot \Delta t_j$, è la funzione obiettivo relativa alle emissioni vista nella formula(4.2) senza il termine (min) che restituisce il valore minimo della stessa.

Il costo normalizzato varia da 0 (miglior costo) a 1 (peggior costo). Le emissioni normalizzate variano da 0 (emissioni minime) a 1 (emissioni massime).

La funzione obiettivo finale viene costruita come una combinazione lineare pesata dei due obiettivi. Il parametro α viene moltiplicato per la normalizzazione delle due funzioni e fatto variare nell'intervallo $[0,1]$ in modo da poter analizzare scenari che favoriscono l'efficienza economica o la sostenibilità ambientale:

$$\alpha \cdot Cost_{normalized} + (1 - \alpha) \cdot CO2_{normalized} \quad (4.5)$$

4.3 Definizione vincoli

Nel processo di modellazione di un sistema reale, l'introduzione di vincoli è fondamentale per garantire che i risultati dell'ottimizzazione siano coerenti con il comportamento effettivo del sistema e riflettano scenari operativi realistici.

4.3.1 Bilancio energetico

Affinché un sistema elettrico possa funzionare correttamente, è essenziale mantenere l'equilibrio tra l'energia prodotta e quella consumata in ogni istante. Per questo motivo, uno dei vincoli fondamentali nel modello è rappresentato dal bilancio energetico, il quale impone che la somma dei flussi di potenza in ingresso e in uscita dal sistema sia coerente in ogni istante, evitando surplus o deficit non gestiti. Il bilancio risulta:

$$P_j^{G2V} + P_j^{l,ch} + P_j^{H,el} + P_j^{grid,sell} + P_j^{Load} - P_j^{V2G} - P_j^{l,dch} - P_j^{H,FC} - P_j^{grid,buy} - P_j^{PV} = 0 \quad (4.6)$$

Dove:

- P_j^{G2V} è la potenza di ricarica dei veicoli elettrici all'istante j ;
- $P_j^{l,ch}$ è la potenza di carica del sistema di accumulo al litio all'istante j ;
- $P_j^{H,el}$ è la potenza dell'elettrolizzatore all'istante j ;
- $LoadP_j - P_j$ è il profilo di potenza dell'edificio all'istante j ;
- P_j^{G2V} è la potenza proveniente dalla batteria del furgone elettrico e ceduta alla rete tramite la colonnina
- $P_j^{l,dch}$ è la potenza di scarica del sistema di accumulo al litio all'istante j ;
- $P_j^{H,FC}$ è la potenza generata dalla fuel cell all'istante j ;
- P_j^{PV} è la potenza generata dall'impianto fotovoltaico all'istante j .

4.3.2 Vincoli sui veicoli elettrici

Lo stato di carica (State of Charge, SOC) dei veicoli elettrici è modellato in modo da assicurare che ogni veicolo disponga di un livello di carica sufficiente al momento della partenza mattutina e che, al termine delle consegne, rientri con un SOC compatibile con i limiti operativi.

La potenza erogata o assorbita dalle stazioni di ricarica viene vincolata a zero durante le fasce orarie in cui i veicoli risultano impegnati nelle attività di consegna, garantendo una modellazione coerente con le effettive condizioni operative. Inoltre, viene introdotto un vincolo di unidirezionalità del flusso di potenza: se in un istante j il veicolo collegato alla colonnina sta immettendo energia in rete, non può simultaneamente prelevarla, e viceversa.

- $SOC_V(8) \geq 80\%$ stato di carica minimo alle 8
- $SOC_V(18) \geq 20\%$ stato di carica minimo alle 18
- $G2V_j = 1, V2G_j = 0$ unidirezionalità flusso di potenza
- Se $arrival_patterns = 0, G2V = V2G = 0$ non c'è scambio energetico quando i veicoli sono scollegati.
- $P_{G2V_j} \leq P_{max,charge}$ tale vincolo limita la carica ad un livello massimo di potenza
- $P_{V2G_j} \leq P_{max,discharge}$ tale vincolo limita la scarica ad un livello massimo di potenza

La variabile *arrival, patterns* identifica la presenza dei veicoli presso la sede ed è strettamente correlata agli orari delle attività di consegna. Ad ogni veicolo viene assegnato in maniera casuale un orario di partenza (compreso tra le 8 e le 10) e uno di rientro (compreso tra le 18 e le 20). A questo scopo è stato utilizzato il generatore di numeri pseudocasuali `numpy.random`, la cui sequenza è determinata da un seme mantenuto fisso per garantire che i risultati siano riproducibili.

4.3.3 Vincoli sistema di accumulo al litio

Anche per lo storage stazionario vanno inseriti dei vincoli per la potenza massima di carica e scarica e per mantenere l'unidirezionalità del flusso di potenza.

- Se $charging, mode = 1$ allora $P_{l,charge_j} \leq P_{l,max,charge}$ tale vincolo limita la carica della batteria al litio ad un livello massimo di potenza
- Se $1 - charging, mode = 1$ allora $P_{l,discharge_j} \leq P_{l,max,discharge}$ tale vincolo limita la scarica della batteria al litio ad un livello massimo di potenza
- $SOC_i(20) \geq 90\%$ viene imposto che la batteria sia carica alle 20 in modo da soddisfare i carichi notturni.

4.3.4 Vincoli sull'idrogeno

Il sistema di accumulo a idrogeno, nel caso di idrogeno prodotto tramite elettrolizzatore, deve garantire un livello di carica pari almeno al 90% entro le ore 20, orario in cui è previsto l'utilizzo per coprire il carico energetico. Sia l'elettrolizzatore che la fuel cell sono soggetti a vincoli di potenza massima per assicurare un funzionamento stabile ed efficiente.

- $SOC_H(20) \geq 90\%$ viene imposto che il serbatoio di idrogeno sia pieno alle 20 in modo da soddisfare i carichi notturni.
- $P_{electrolyzer_j} \leq P_{max,electrolyzer}$
- $P_{fuelcell_j} \leq P_{max,fuelcell}$

Nel caso studio in cui si ipotizza l'acquisto di idrogeno dal mercato, i vincoli relativi alla generazione interna vengono rimossi e sostituiti con un vincolo sulla gestione del serbatoio.

- $H_{abs} \leq H_{tank}/7$ il prelievo di idrogeno viene limitato ad 1/7 della capacità totale.

Tale vincolo viene introdotto al fine di garantire che il sistema non esaurisca la riserva di idrogeno prima del successivo rifornimento, previsto con cadenza settimanale.

4.3.5 Vincoli sulla rete elettrica

Le operazioni di prelievo e immissione di energia nella rete elettrica devono essere gestite in modo mutuamente esclusivo; a tal fine, viene introdotto un vincolo che impedisce l'attivazione simultanea delle due modalità operative.

- Se $Grid, mode = 1$ allora $P_{grid, buy_j} \leq P_{max, grid}$
- Se $1 - Grid, mode = 1$ allora $P_{grid, sell_j} \leq P_{max, grid}$

La potenza massima di scambio con la rete elettrica è stata fissata a 1000 kW, in accordo con le caratteristiche dimensionali e i requisiti operativi dell'impianto. Un incremento di tale soglia comporterebbe un aumento non giustificato dei costi infrastrutturali e contrattuali, senza apportare benefici significativi in termini di prestazioni operative o efficienza energetica complessiva.

Capitolo 5

Risultati

Il presente capitolo affronta preliminarmente il problema relativo alla definizione del parametro di ponderazione α , fondamentale per attribuire una priorità tra i due criteri della funzione obiettivo: minimizzazione dei costi o riduzione delle emissioni. In seguito vengono analizzati diversi scenari operativi per garantire uno studio il più realistico e affidabile possibile, capace di rappresentare con precisione le variabili e le incertezze tipiche del sistema reale.

5.1 Definizione parametro alfa

Il processo adottato per la selezione del valore ottimale del coefficiente di ponderazione α si basa su un approccio di tipo multi-obiettivo, fondato sull'analisi della frontiera di Pareto.

5.1.1 Fronte di Pareto

In ambito di ottimizzazione Pareto descrive quello che viene detto "Ottimo Pareto", il quale descrive un insieme di soluzioni in cui non è possibile migliorare un obiettivo senza peggiorarne almeno un altro. Concetto alla base della frontiera di Pareto descritta da Fonseca e Fleming (1993) [50]. Nell'ambito dell'ottimizzazione multi-obiettivo la soluzione non è costituita da un singolo punto ottimo, ma da un insieme di soluzioni non dominate, noto come frontiera di Pareto. Ogni soluzione appartenente a tale insieme è Pareto-efficiente, ovvero non esiste alcun'altra configurazione che consenta di migliorare uno degli obiettivi senza peggiorarne almeno un altro.

Variando il parametro α nell'intervallo $[0,1]$ con passo incrementale pari a 0,05, è stato possibile generare il grafico riportato in figura 5.1, il quale rappresenta l'andamento delle due funzioni obiettivo in funzione del valore assunto da α . L'analisi

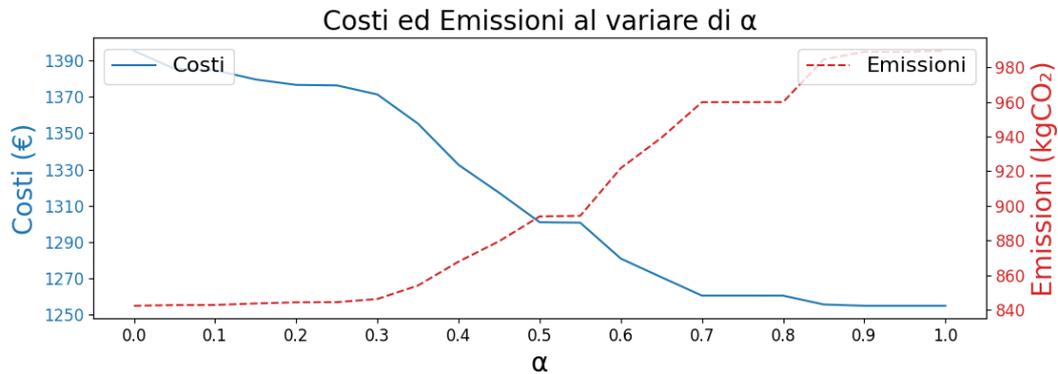


Figura 5.1: Costi ed Emissioni al variare di alfa

evidenzia una relazione inversa tra costi ed emissioni: all'aumentare di α , ovvero del peso attribuito alla minimizzazione delle emissioni, si osserva un incremento progressivo delle emissioni e una corrispondente riduzione dei costi, secondo un comportamento tipico delle frontiere di Pareto. Tale andamento conferma che i due obiettivi sono in conflitto parziale, ovvero l'ottimizzazione dell'uno comporta inevitabilmente un compromesso sull'altro.

5.1.2 Metodo del ginocchio

Uno dei metodi più comuni per individuare una soluzione tra quelle appartenenti alla frontiera di Pareto è il Metodo del ginocchio (knee point method). Questo si basa sull'individuazione del punto della frontiera in corrispondenza del quale si osserva la variazione di pendenza più accentuata. Superato tale punto, qualsiasi miglioramento di un obiettivo implicherebbe un peggioramento sproporzionato dell'altro. L'individuazione del knee point è stata effettuata mediante la libreria `kneed`, compatibile con l'ambiente Python. In particolare, si è fatto uso della funzione `KneeLocator`, che permette di identificare automaticamente il punto di maggiore curvatura su una curva discreta. A tal fine, è stato costruito il grafico costi-emissioni 5.2 sulla base delle soluzioni ottenute per valori crescenti di α , sul quale è stato applicato l'algoritmo per la localizzazione del ginocchio. All'interno di tale curva, la funzione `KneeLocator` ha individuato il punto di ginocchio in corrispondenza di $\alpha = 0.5$ che rappresenta il compromesso ottimale tra i due obiettivi.

Poiché il metodo adottato per la selezione del valore di α si basa su un'analisi geometrica della frontiera di Pareto, e non su valori numerici assoluti, la posizione del punto di massima curvatura (knee point) rimane invariata in termini relativi anche al variare dei parametri del modello. Di conseguenza, il valore ottimale di α

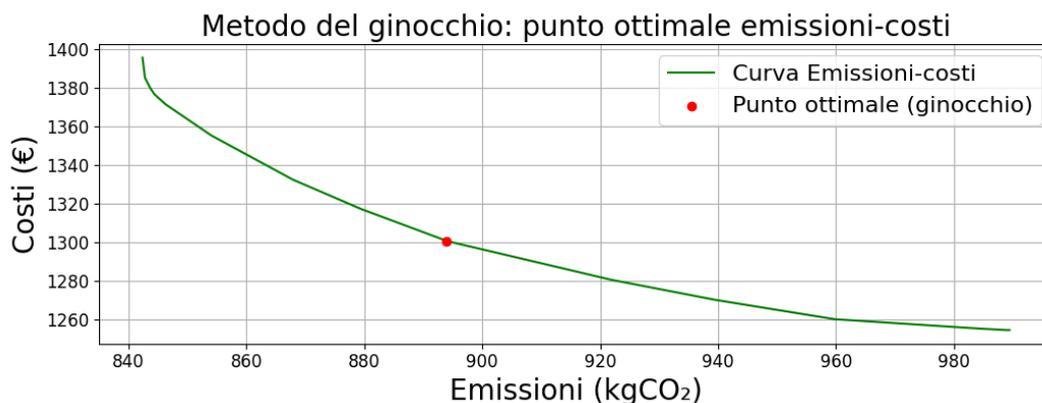


Figura 5.2: Knee point emissioni-costi

risulta costante nei diversi scenari analizzati. A partire da questa configurazione è possibile analizzare in dettaglio come i vari flussi energetici vengono gestiti dal sistema di ottimizzazione.

5.2 Risultati caso standard

Il caso standard fa riferimento a una configurazione impiantistica comprendente la generazione fotovoltaica, il sistema di accumulo basato su batterie al litio e l'impianto dedicato alla produzione e conversione dell'idrogeno (sistema elettrolizzatore-fuel cell). Successivamente alla determinazione del coefficiente di ponderazione α , definito nella sezione 5.1.2, vengono analizzati i risultati derivanti dall'ottimizzazione del sistema confrontandoli con le stime riportate in [11], articolo utilizzato come riferimento per la definizione del profilo di carico dell'edificio.

5.2.1 Grafici

Dall'analisi dei grafici riportati nelle figure 5.3 e 5.4 emergono alcune considerazioni in merito alla gestione dei flussi energetici.

In particolare, osservando il grafico relativo ai flussi di potenza, si nota come il processo di ricarica dei veicoli venga distribuito dall'ottimizzazione su due fasce orarie distinte. La prima finestra temporale si colloca tra l'1:00 e le 5:00 del mattino, corrispondente al periodo con il prezzo dell'energia elettrica più basso (ad eccezione delle ore centrali in cui è attiva la produzione fotovoltaica). La seconda finestra di ricarica interessa invece i veicoli non ancora completamente carichi, sfruttando parzialmente l'avvio della generazione solare tra le 8:00 e le 10:00.

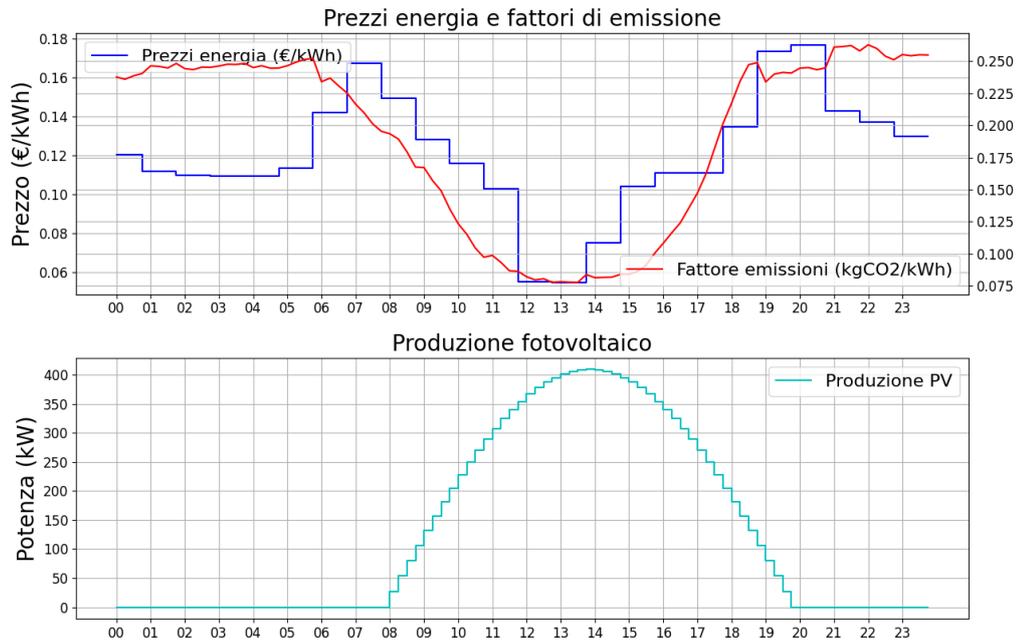


Figura 5.3: Andamento del prezzo dell'energia, fattore di emissione e produzione fotovoltaica

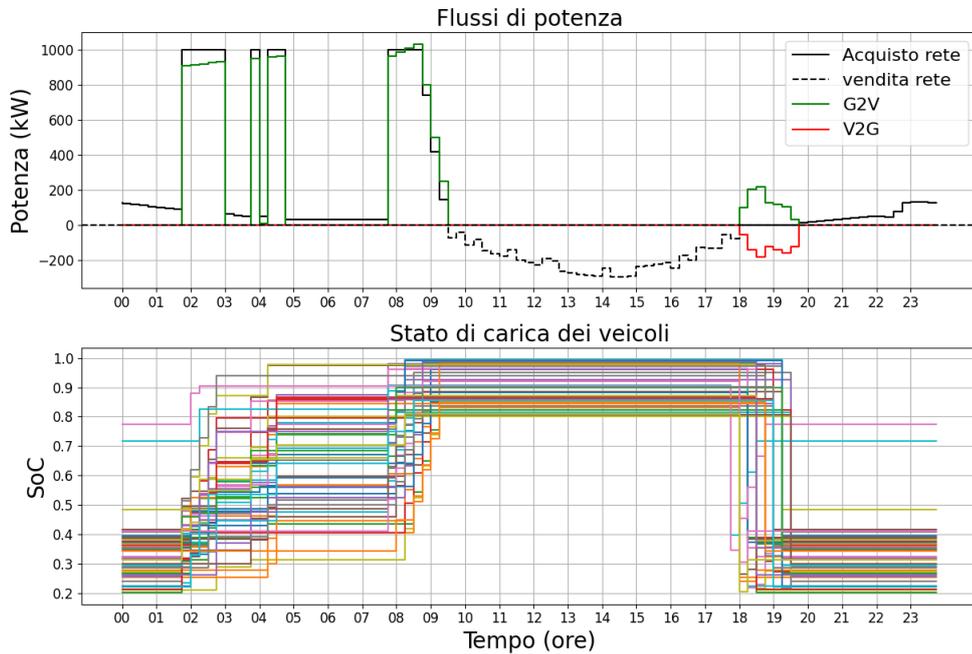


Figura 5.4: Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici

In corrispondenza del rientro dei veicoli dall'itinerario di consegne, previsto tra le ore 18:00 e 20:00, si osserva la presenza simultanea di veicoli che assorbono energia dalla rete e veicoli che immettono energia verso l'edificio.

Sebbene tale configurazione possa apparire controintuitiva, essa è giustificabile all'interno di una strategia di ottimizzazione globale, soprattutto quando i veicoli sono trattati come entità indipendenti. Questa dinamica è imputabile alla differente condizione di carica (SoC) tra i veicoli al momento del rientro: quelli con un livello di carica residua particolarmente basso vengono ricaricati immediatamente per assicurare un'autonomia minima per l'utilizzo futuro, mentre quelli con SoC elevato vengono sfruttati per fornire energia all'edificio tramite tecnologia V2G. In questo modo, il sistema contribuisce efficacemente alla gestione del picco serale di carico e alla riduzione dell'acquisto di energia dalla rete, proprio nel momento in cui i prezzi risultano più elevati.

Dai grafici in figura 5.5 si evince come il sistema di ottimizzazione gestisca in maniera efficace l'energia prodotta in eccesso dall'impianto fotovoltaico. Nelle ore centrali della giornata, caratterizzate da elevata disponibilità solare e ridotta domanda interna, l'energia rinnovabile viene utilizzata per caricare il sistema di accumulo a batterie e per alimentare l'elettrolizzatore, consentendo la produzione di idrogeno. Queste due forme di accumulo energetico permettono di costituire una

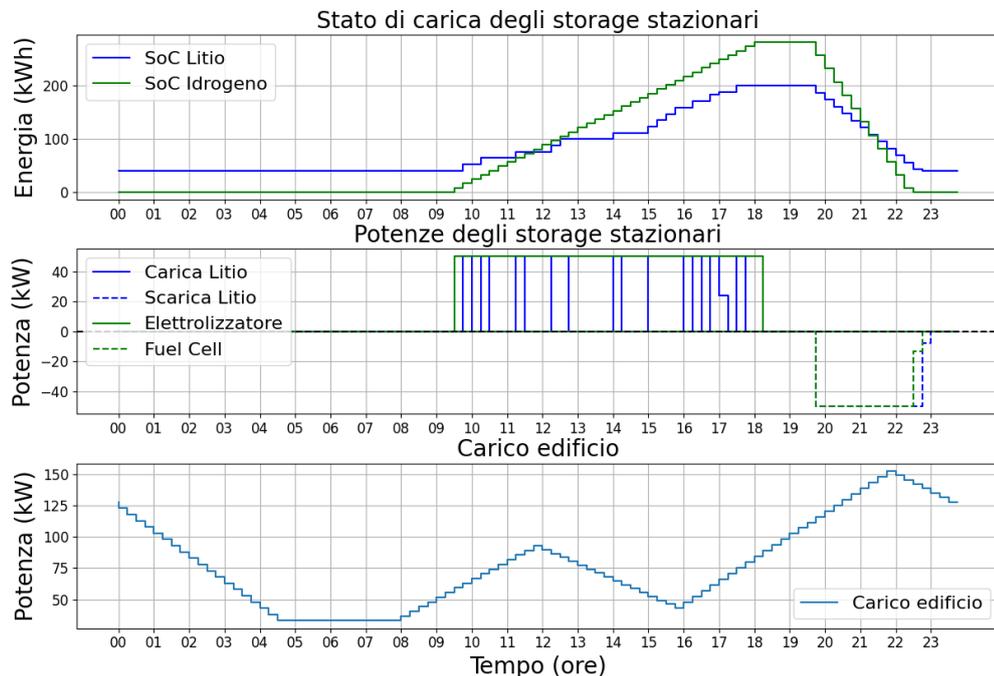


Figura 5.5: Andamento SoC accumulo al litio, SoC idrogeno, relativo assorbimento di potenza e andamento del carico dell'edificio

riserva strategica da impiegare durante il picco serale di carico che coincide con le ore alle quali il prezzo dell'energia è massimo. La gestione ottimizzata dei flussi consente dunque di ridurre significativamente l'acquisto di energia dalla rete nelle fasce più onerose, garantendo un impatto positivo in termini di contenimento dei costi operativi giornalieri.

5.2.2 Analisi risultati

I valori di costo operativo, emissioni di CO_2 ed energia scambiata con la rete relativi ad una giornata lavorativa di 24 ore risultano essere i seguenti:

- Costo totale = 1420,02€
- Emissioni totali = 879.64 kgCO₂
- Energia acquistata dalla rete = 3957,12 kWh
- Energia venduta alla rete = 1624,57 kWh

Tali valori vengono confrontati con quanto riportato in [11], studio nel quale vengono analizzati 3 scenari: (i) alimentazione esclusivamente da rete, (ii) presenza di impianto fotovoltaico, e (iii) impianto fotovoltaico associato a sistema di accumulo. Il confronto viene condotto con riferimento al terzo scenario.

Sebbene la potenza dell'impianto fotovoltaico analizzato da Jaroenphat et al. sia inferiore rispetto a quella considerata nel presente caso studio (289 kW contro 409 kW), i livelli di consumo energetico risultano confrontabili.

In definitiva le emissioni prodotte dal suddetto articolo risultano ammontare a 452 tonCO₂/anno, una dimensione maggiore rispetto a quanto si ottiene proiettando su base annua le emissioni ottenute a partire dalla simulazione giornaliera, pari a circa 330 tonCO₂/anno.

È opportuno precisare che tale stima ha carattere preliminare e sarebbe necessario estendere l'analisi a un orizzonte temporale più ampio e rappresentativo per validare con maggiore accuratezza i risultati. Tuttavia, il confronto evidenzia un miglioramento significativo in termini di emissioni, soprattutto considerando che nel presente modello il consumo energetico risulta quasi raddoppiato per effetto dell'integrazione della mobilità elettrica.

5.3 Risultati senza accumulo al Litio

Il secondo scenario considerato consiste nella configurazione ottenuta per il caso standard privata del sistema di accumulo agli ioni di Litio di capacità pari a 200 kWh .

5.3.1 Grafici

L'andamento dei livelli di carica dei veicoli e i rispettivi flussi di potenza 5.6 risultano sostanzialmente invariati rispetto a quanto osservato nel caso standard. L'assenza del sistema di accumulo può essere notato dall'andamento della curva di vendita verso la rete più estesa e regolare rispetto al caso di riferimento.

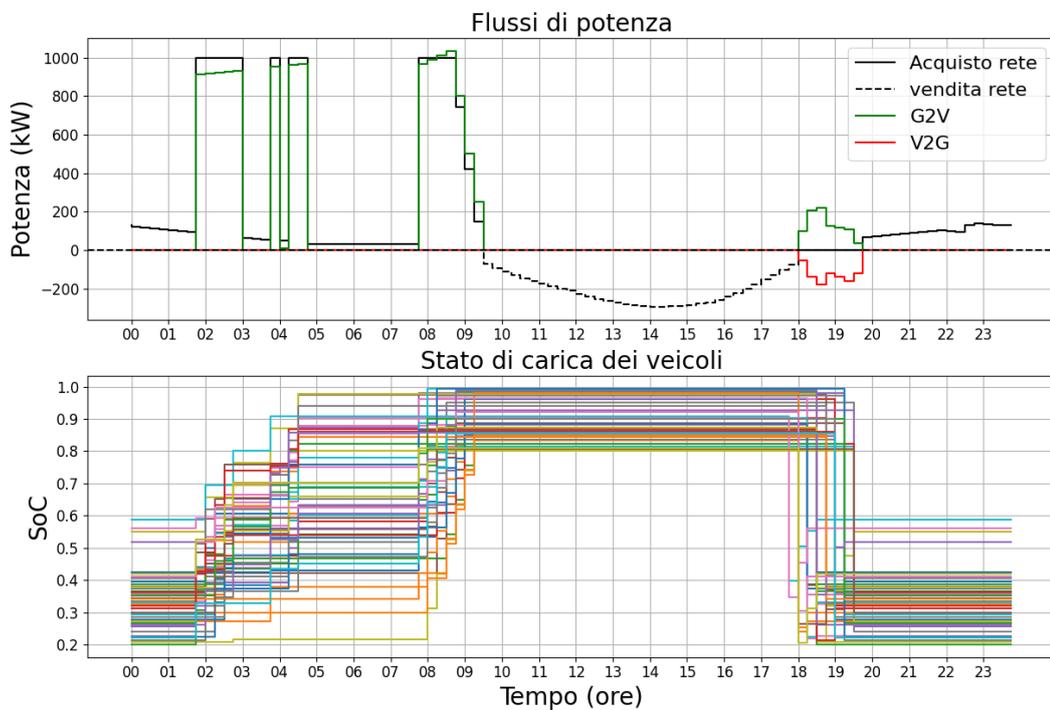


Figura 5.6: Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici (Caso senza accumulo)

Anche dai grafici riportati in figura 5.7 si nota l'assenza della batteria stazionaria poiché la gestione del picco di carico serale risulta affidata unicamente al sistema combinato elettrolizzatore–fuel cell.

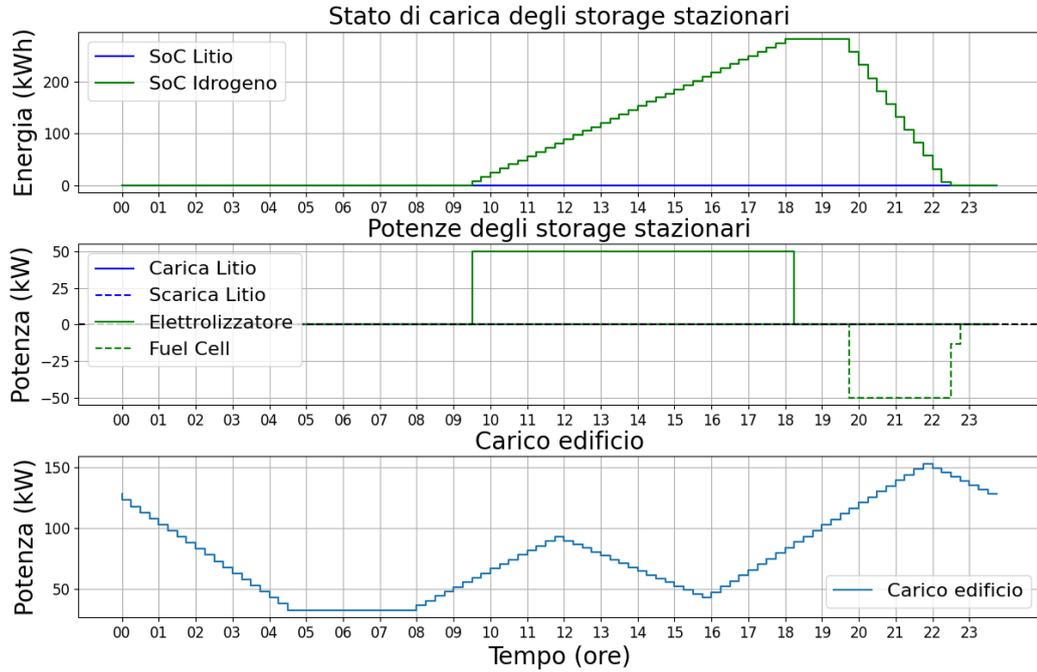


Figura 5.7: Andamento SoC accumulato al litio, SoC idrogeno, relativo assorbimento di potenza e andamento del carico dell'edificio (Caso senza accumulo)

5.3.2 Analisi risultati

Nella tabella 5.1 viene effettuato un confronto tra i valori ottenuti per il presente caso studio e quelli relativi al caso standard di riferimento. La rimozione del sistema

Valori	Standard	No Li	Diff.
Costo totale (€)	1420,02	1455,75	+2,51%
Emissioni totali ($kgCO_2$)	879,64	918,25	+4,39%
Energia acquistata dalla rete (kWh)	3957,12	4109,12	+3,84%
Energia venduta alla rete (kWh)	1624,57	1792,99	+10,3%

Tabella 5.1: Confronto valori caso No accumulo (litio)

di accumulo elettrochimico ha comportato un incremento dei costi operativi pari

all'2,5%, riconducibile alla maggiore dipendenza dalla rete elettrica per coprire la quota di carico che, nella configurazione precedente, era gestita dalla batteria. Questo aumento dei costi si è verificato nonostante l'energia venduta alla rete sia aumentata del 10%, contro un incremento più contenuto dell'energia acquistata (3,8%). Tale discrepanza è giustificata dalla significativa differenza tra i prezzi di acquisto e vendita dell'energia elettrica.

Contestualmente, le emissioni di anidride carbonica sono aumentate del 4,39%, anch'esse a causa del maggior volume di energia prelevata dalla rete, caratterizzata da un fattore di emissione superiore rispetto all'energia immagazzinata e prelevata da una batteria.

I risultati ottenuti mettono in evidenza i benefici derivanti dall'integrazione di sistemi di accumulo con impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tali sistemi consentono una gestione più flessibile e intelligente dell'energia prodotta localmente, con vantaggi concreti sia in termini economici che in termini ambientali.

5.4 Risultati con idrogeno acquistato

Lo scenario analizzato in questa sezione ha l'obiettivo di mettere a confronto la configurazione standard con un'alternativa in cui l'idrogeno, anziché essere prodotto localmente tramite elettrolizzatore viene acquistato direttamente dal mercato.

5.4.1 Grafici

L'analisi dei grafici mostrati in figura 5.8 evidenzia un comportamento del sistema pressoché analogo a quello osservato nei casi precedenti. I flussi di potenza associati alla ricarica dei veicoli elettrici risultano invariati, seguendo lo stesso profilo di carica ottimizzato. L'unica differenza significativa è rappresentata dalla maggiore quantità di energia elettrica immessa in rete. Osservando i grafici riportati in figura

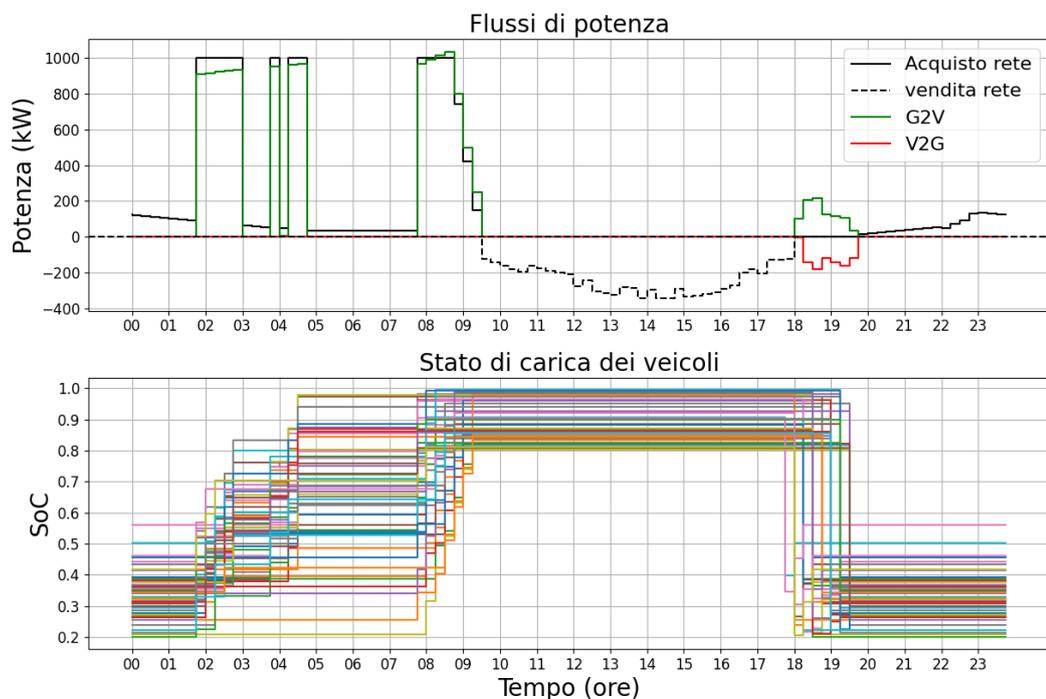


Figura 5.8: Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici (Caso acquisto idrogeno)

5.9 si identifica il comportamento già analizzato nei casi precedenti in cui le fasi di carica e scarica del sistema di accumulo risultano ottimizzate secondo una logica di massimizzazione dell'autoconsumo.

Il grafico riportato in figura 5.10 mostra l'andamento dell'idrogeno prelevato dal serbatoio e utilizzato dalla fuel cell per far fronte al picco di carico serale.

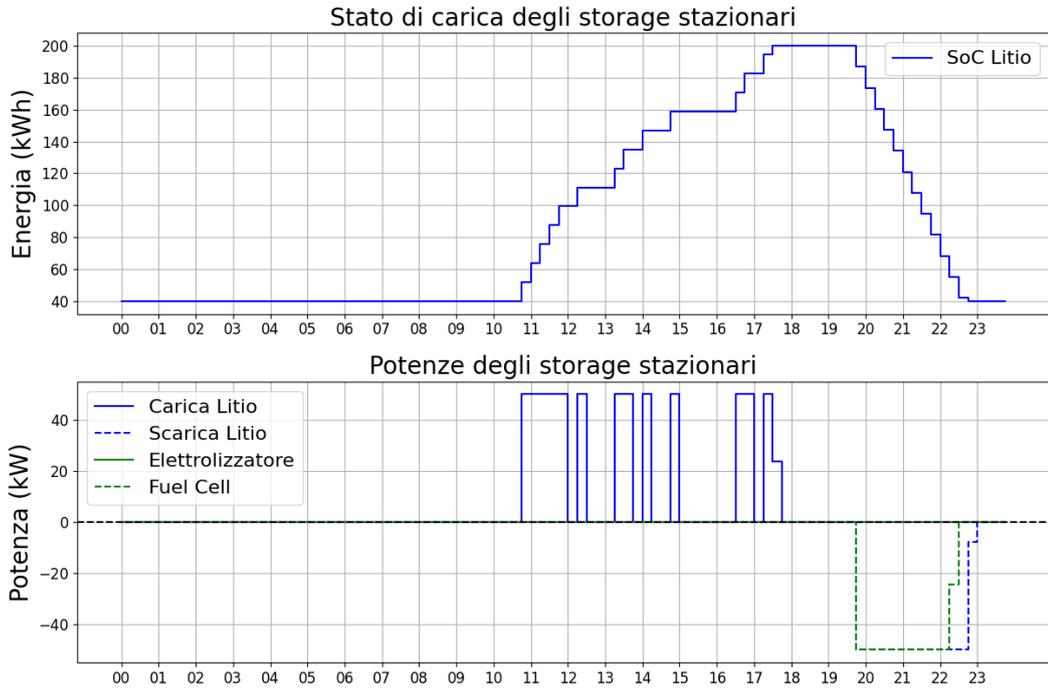


Figura 5.9: Andamento SoC accumulo al litio e assorbimento di potenza dallo storage e dalla fuel cell

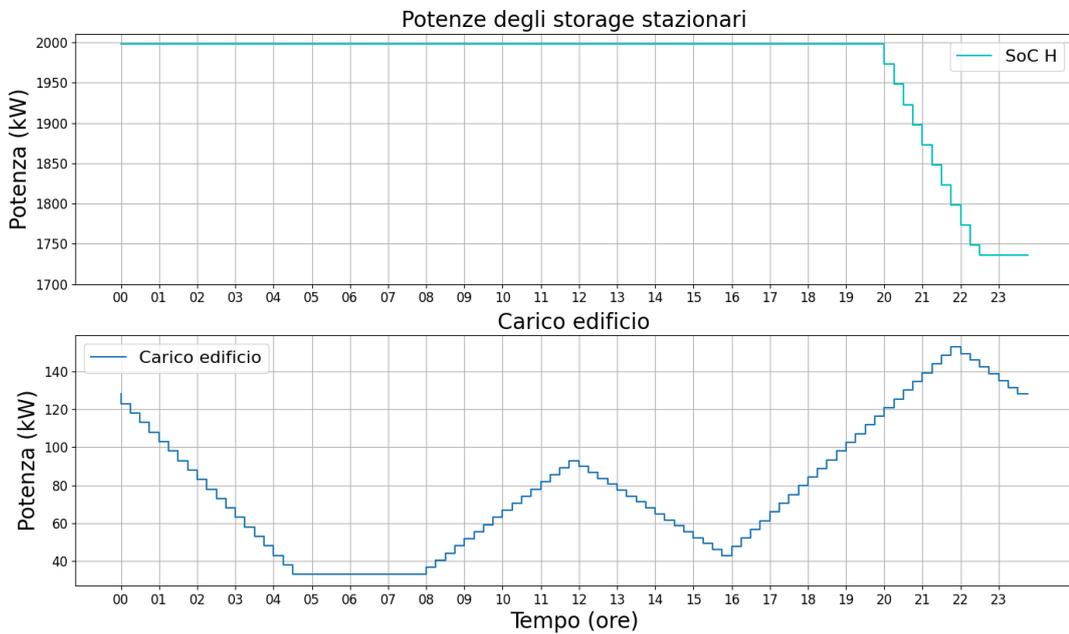


Figura 5.10: Livello serbatoio di idrogeno e profilo di carico dell'edificio

5.4.2 Analisi risultati

Nella tabella 5.2 viene effettuato un confronto tra i valori ottenuti per il presente caso studio e quelli relativi al caso standard di riferimento. L'analisi dei dati

Valori	Standard	H comprato	Diff.
Costo totale (€)	1420,02	1453,28	+2,34%
Emissioni totali ($kgCO_2$)	879,64	882,12	+0,28%
Energia acquistata dalla rete (kWh)	3957,12	3966,89	+0,25%
Energia venduta alla rete (kWh)	1624,57	2049,57	+26,1%

Tabella 5.2: Confronto valori caso H acquistato

mostra come le emissioni totali e l'energia elettrica acquistata dalla rete rimangono pressoché invariate rispetto al caso standard. Tale risultato è attribuibile al fatto che la produzione di energia elettrica affidata alla fuel cell è rimasta costante.

La differenza maggiore si nota nell'energia immessa in rete, che aumenta del 26,1% rispetto al caso base, incremento associato alla quota di energia fotovoltaica che, non essendo più utilizzata per alimentare l'elettrolizzatore, viene ora esportata. Tuttavia, nonostante l'aumento dell'energia venduta, il costo totale è aumentato del 2,34% a causa del prezzo elevato dell'idrogeno verde acquistato sul mercato, fissato per questo studio a 5 €/kgH.

Un'alternativa finalizzata alla riduzione dei costi operativi potrebbe consistere nell'acquisto di idrogeno prodotto da fonti non rinnovabili, come il cosiddetto idrogeno grigio, marrone o giallo, generalmente più economico rispetto all'idrogeno verde. Tale soluzione però risulterebbe poco coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione del sistema, in quanto comporterebbe un incremento significativo delle emissioni complessive di CO_2 emessa dal sistema.

5.5 Risultati senza Idrogeno

Il quarto scenario preso in esame si differenzia dal caso standard attraverso l'esclusione del sistema di produzione e conversione dell'idrogeno, ovvero dell'accoppiata elettrolizzatore–fuel cell.

5.5.1 Grafici

L'andamento dei grafici relativi a questo scenario risulta analogo a quello osservato nel caso standard. I veicoli elettrici vengono ricaricati con il medesimo pattern temporale, sfruttando quando possibile l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Nel grafico riportato in figura 5.12 è possibile osservare l'incremento dell'energia elettrica venduta alla rete, fenomeno già riscontrato nel caso in cui è stata rimossa la batteria, in questo caso correlato all'assenza del sistema di accumulo a idrogeno.

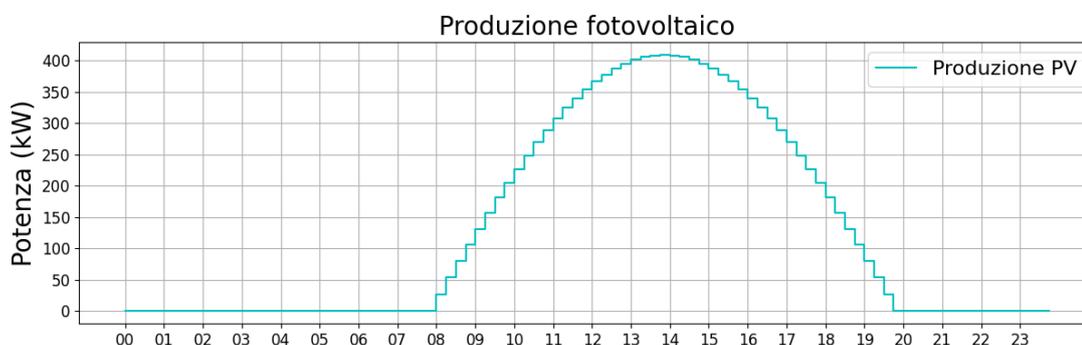


Figura 5.11: Andamento produzione fotovoltaica

I grafici riportati in figura 5.13 evidenziano la presenza del solo sistema di accumulo elettrochimico a batterie agli ioni di litio. Analogamente a quanto osservato nel caso standard, l'accumulo viene ricaricato nelle ore centrali della giornata, sfruttando il surplus energetico generato dall'impianto fotovoltaico, e successivamente scaricato nelle ore serali per contribuire alla copertura del picco di carico dell'edificio.

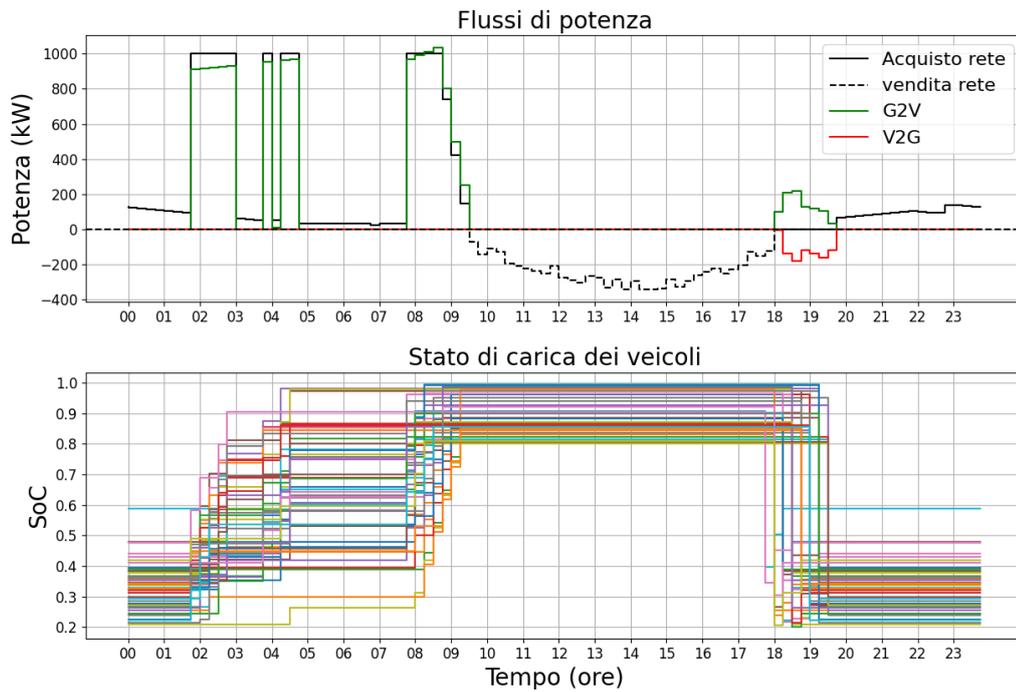


Figura 5.12: Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici (Caso senza accumulo)

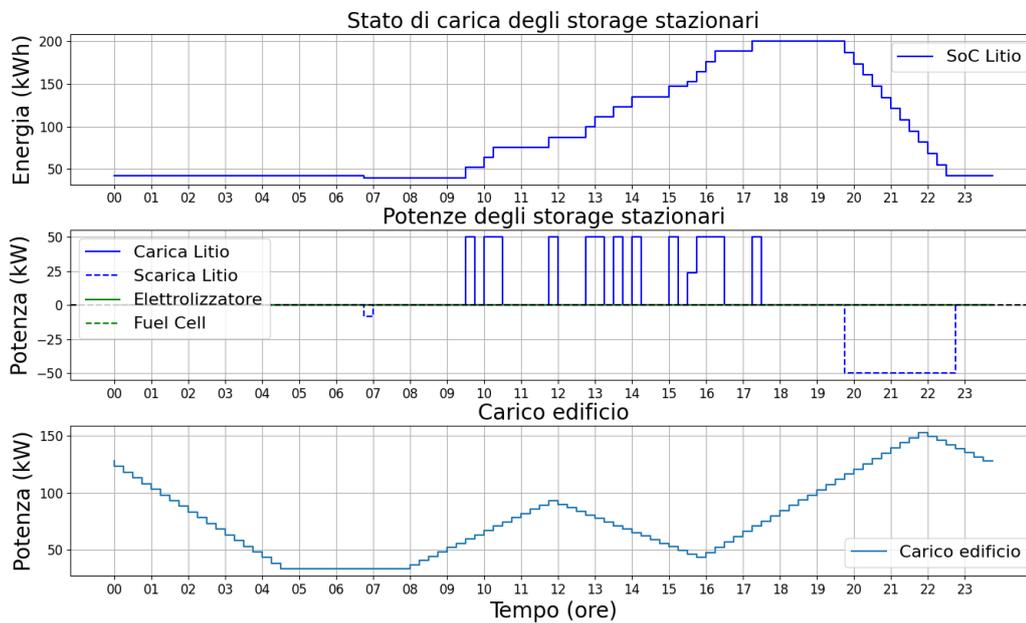


Figura 5.13: Andamento SoC accumulo al litio, SoC idrogeno, relativo assorbimento di potenza e andamento del carico dell'edificio (Caso senza idrogeno)

5.5.2 Analisi risultati

Nella tabella 5.3 viene effettuato un confronto tra i valori ottenuti per il presente caso studio e quelli relativi al caso standard di riferimento. La prima informazione

Valori	Standard	No H	Diff.
Costo totale (€)	1420,02	1363,01	-4,01%
Emissioni totali ($kgCO_2$)	879,64	915,45	+4%
Energia acquistata dalla rete (kWh)	3957,12	4097,99	+3,55%
Energia venduta alla rete (kWh)	1624,57	2049,57	+26,1%

Tabella 5.3: Confronto valori caso No H

che si può notare è relativa alla riduzione dei costi del 4,01% rispetto al caso standard. Questo risparmio è riconducibile alla bassa efficienza complessiva del ciclo di produzione e riconversione dell'idrogeno. La cosiddetta round-trip efficiency, ovvero l'efficienza globale del processo (dalla conversione dell'energia elettrica in idrogeno tramite elettrolisi fino alla sua riconversione in elettricità mediante fuel cell), può essere stimata come il prodotto tra le efficienze dei singoli sottosistemi: elettrolizzatore, sistema di stoccaggio e cella a combustibile:

$$\eta_h = \eta_{el} \cdot \eta_{tank} \cdot \eta_{FC} = 0,7 \cdot 0,92 \cdot 0,5 = 0,32 \quad (5.1)$$

Questo implica che soltanto il 32% dell'energia elettrica inizialmente utilizzata per il processo viene effettivamente recuperata come energia utile al termine del ciclo completo idrogeno–fuel cell. Un'efficienza così ridotta comporta un consumo energetico elevato per ogni chilowattora restituito, con ricadute dirette sui costi operativi. Infatti, a fronte di un incremento del 26% nell'energia venduta alla rete rispetto al caso standard, si osserva un aumento di appena il 3,55% dell'energia acquistata. Questo squilibrio evidenzia come, nelle condizioni analizzate, risulti economicamente più vantaggioso immettere in rete l'energia elettrica autoprodotta piuttosto che destinarla al ciclo dell'idrogeno.

Dal punto di vista ambientale, si osserva invece un incremento delle emissioni pari al 4% imputabile all'aumento dell'energia elettrica acquistata dalla rete. L'esclusione del sistema a idrogeno ha infatti ridotto la capacità di autoconsumo e stoccaggio interno, rendendo necessario un maggiore ricorso all'energia esterna avente intensità emissiva maggiore rispetto all'energia derivante dalle fonti rinnovabili.

5.6 Sostituzione Idrogeno con accumulo al litio

A partire dall'analisi dei risultati ottenuti nel caso 5.5, è stato introdotto un quinto scenario sperimentale. In questa configurazione, il sistema elettrolizzatore–fuel cell viene sostituito con un ulteriore sistema di accumulo basato su batterie agli ioni di litio, avente capacità energetica equivalente. Tale scelta è motivata dalla maggiore efficienza del ciclo di carica-scarica delle batterie rispetto alla conversione dell'energia tramite idrogeno.

5.6.1 Grafici

I grafici riportati in figura 5.14, analogamente a quanto osservato negli scenari precedenti, mostrano un pattern di ricarica dei veicoli suddiviso in tre fasce temporali distinte durante le ore mattutine. Tuttavia, si nota una differenza nella curva relativa all'energia immessa in rete, che risulta raggiungere valori di potenza maggiori.

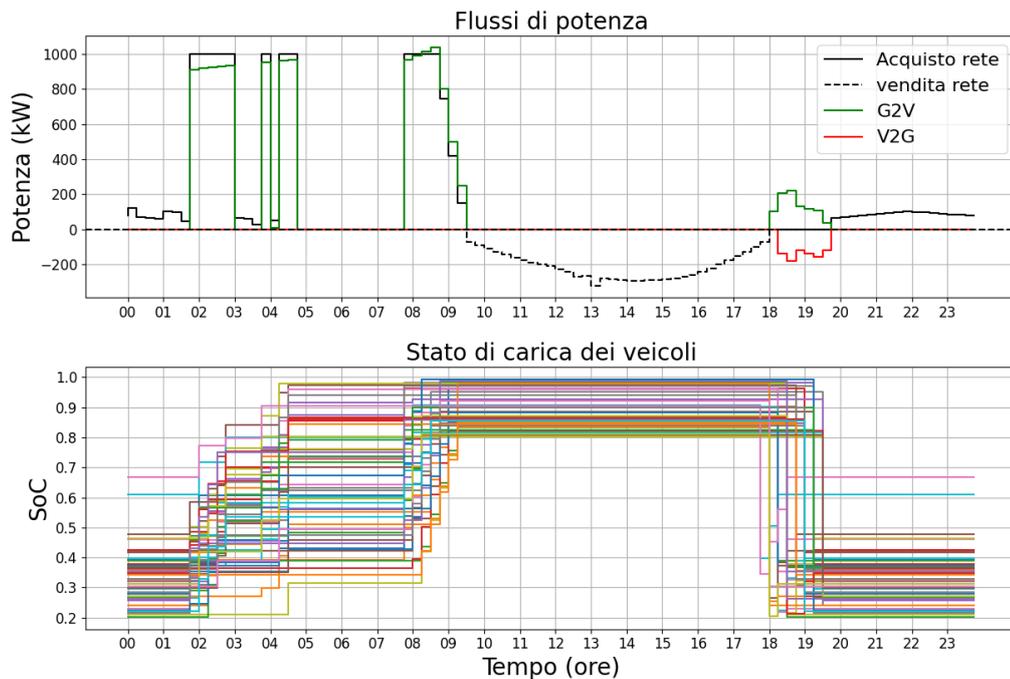


Figura 5.14: Flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G e stato di carica veicoli elettrici

I grafici in figura 5.16 evidenziano come il sistema di accumulo, avente in questa configurazione una capacità di 485 kWh , venga completamente ricaricato mediante l'energia generata dall'impianto PV. Inoltre si nota come l'energia accumulata nella batteria venga usata inizialmente per il picco di carico serale e successivamente tra le 5:00 e le 8:00 per limitare l'energia acquistata dalla rete durante il picco tariffario mattutino.

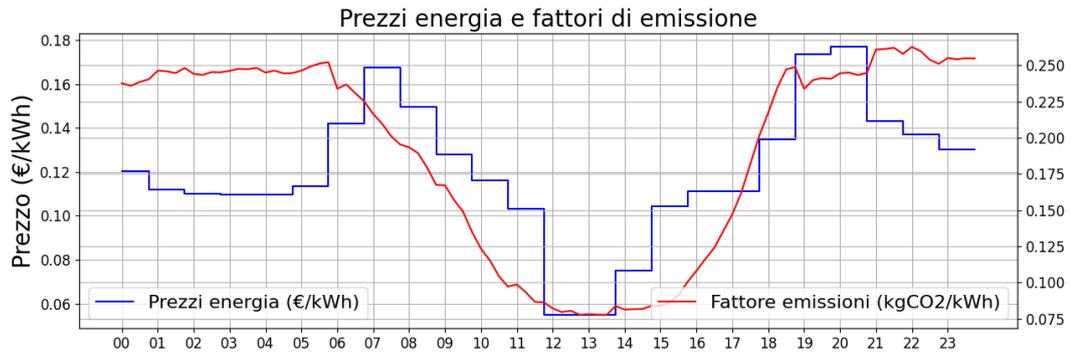


Figura 5.15: Prezzo energia e fattore di emissione

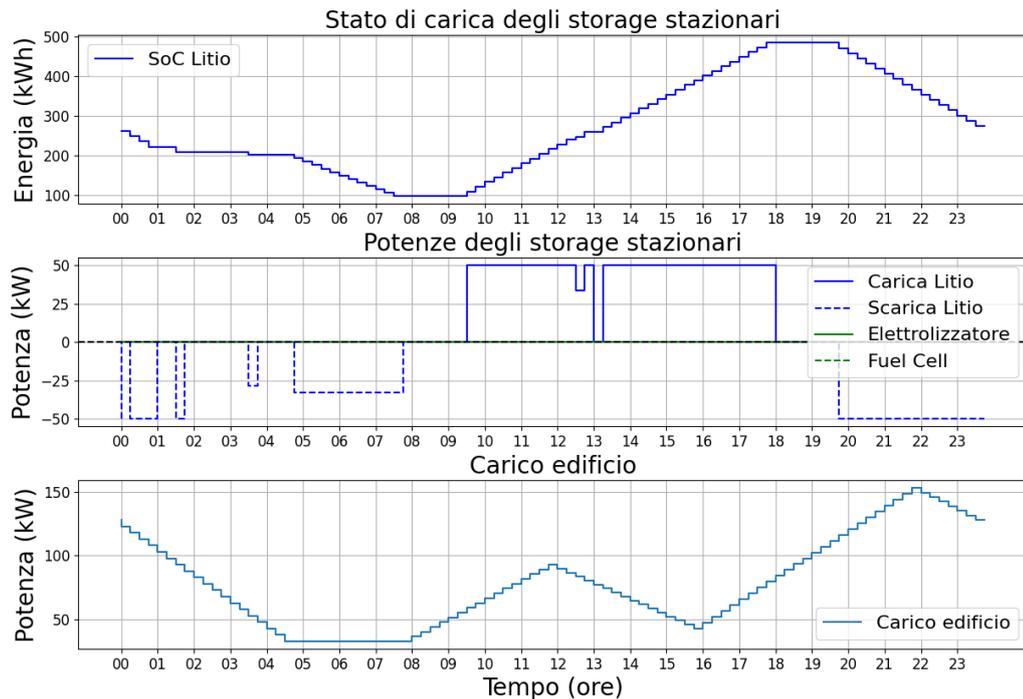


Figura 5.16: Andamento SoC accumulo al litio, assorbimento di potenza e andamento del carico dell'edificio

5.6.2 Analisi risultati

Nella tabella 5.4 viene effettuato un confronto tra i valori ottenuti per il presente caso studio e quelli relativi al caso standard di riferimento. La significativa riduzione

Valori	Standard	No RES	Diff.
Costo totale (€)	1420,02	1331,03	-6,27%
Emissioni totali ($kgCO_2$)	879,64	863,66	-1,82%
Energia acquistata dalla rete (kWh)	3957,12	3881,39	-1,91%
Energia venduta alla rete (kWh)	1624,57	1809,57	+11,4%

Tabella 5.4: Confronto valori

dei costi operativi rappresenta un'ulteriore conferma del fatto che il principale limite dell'impiego di idrogeno come sistema di accumulo risieda nella sua bassa efficienza complessiva. Studiando i dati ottenuti infatti, si evince una riduzione dei costi del 6,26%, nonostante l'energia acquistata dalla rete sia rimasta pressoché invariata. Il risparmio economico è da imputare principalmente all'aumento dell'energia elettrica immessa in rete (+11,4%), corrispondente all'energia assorbita dalle componenti coinvolte nel processo di conversione dell'idrogeno.

5.7 Aumento della volatilità dei profili di prezzo

Il presente scenario è stato inserito in questo studio allo scopo di analizzare le variazioni nel comportamento del sistema nel caso in cui vengano applicati i profili di prezzo di un paese del nord Europa, in questo caso la Finlandia. Tale scelta è motivata dall'elevata volatilità del mercato rispetto a quanto avviene in Italia.

La configurazione impiantistica rimane invariata rispetto al caso standard, mentre i prezzi di acquisto e vendita dell'energia sono stati determinati sulla base di uno studio del mercato elettrico della Finlandia.

Il profilo di prezzo relativo alla giornata del 3 aprile è stato ricavato dal portale Nord Pool [51], il mercato elettrico europeo che gestisce gli scambi di energia nei principali Paesi del Nord Europa. L'andamento del prezzo di vendita dell'energia è stato determinato considerando le offerte commerciali che vengono proposte dagli operatori energetici finlandesi, come [52] o [53]. In genere, tali operatori riconoscono agli utenti che immettono energia in rete il prezzo orario definito da Nord Pool, meno un canone di servizio che varia tra i 0,2 e i 0,3 $c\text{€}/kWh$. Il profilo di prezzo per la vendita dell'energia alla rete, mostrato in figura 5.17, è stato ottenuto assumendo una riduzione fissa di 0,25 centesimi di euro per chilowattora rispetto al corrispondente profilo di acquisto, in linea con il valore medio dei canoni applicati dai fornitori energetici finlandesi.



Figura 5.17: Prezzo di vendita dell'energia in Finlandia

5.7.1 Grafici

Un'informazione rilevante evidenziata dai grafici in figura 5.18 riguarda l'andamento del prezzo dell'energia, che nelle prime ore della giornata risulta essere negativo. Questo fenomeno può essere attribuito alla forte presenza di produzione eolica, la quale, in presenza di condizioni atmosferiche favorevoli, continua a generare energia anche durante la notte, quando la domanda elettrica è tipicamente ridotta.

L'ottimizzazione, quindi, sfrutta il prezzo negativo dell'energia concentrando la prima fase di ricarica dei veicoli elettrici tra le 00:00 e le 05:00. Il completamento della ricarica avviene tra le 8:00 e le 10:00, con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo e contenere le emissioni, in quanto il fattore di emissione mostra una riduzione proprio in questa fascia oraria.

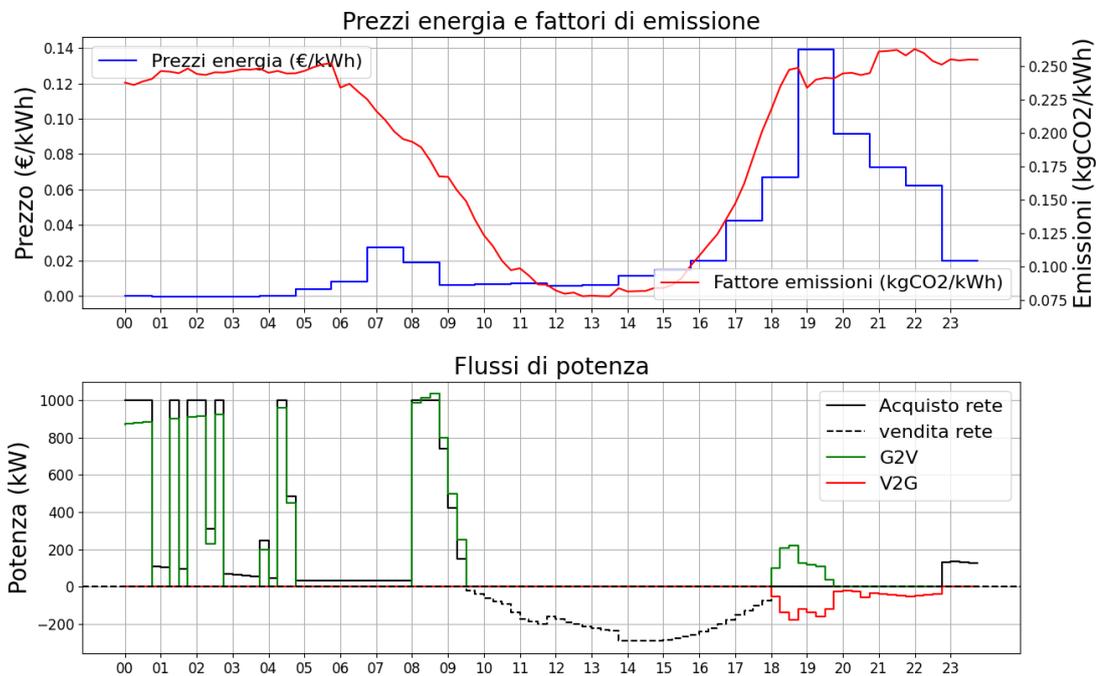


Figura 5.18: Prezzo energia e fattore di emissione, Flussi di potenza in ingresso e uscita dalla rete, G2V e V2G

Si può notare un impiego maggiore della tecnologia V2G nella fascia oraria compresa tra le 20 e le 23. In questo intervallo, la carica residua disponibile su alcuni veicoli viene strategicamente utilizzata per ridurre il prelievo di energia dalla rete elettrica, essendo questo il periodo più sconveniente delle 24 ore.

Le due tecnologie di accumulo, come già osservato nel caso standard, vengono impiegate per far fronte al picco serale sia in termini di domanda energetica che di costo dell'elettricità.

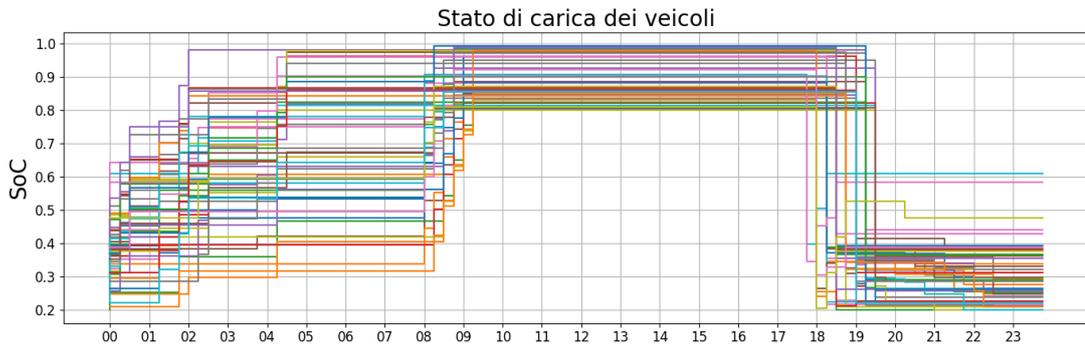


Figura 5.19: SoC veicoli

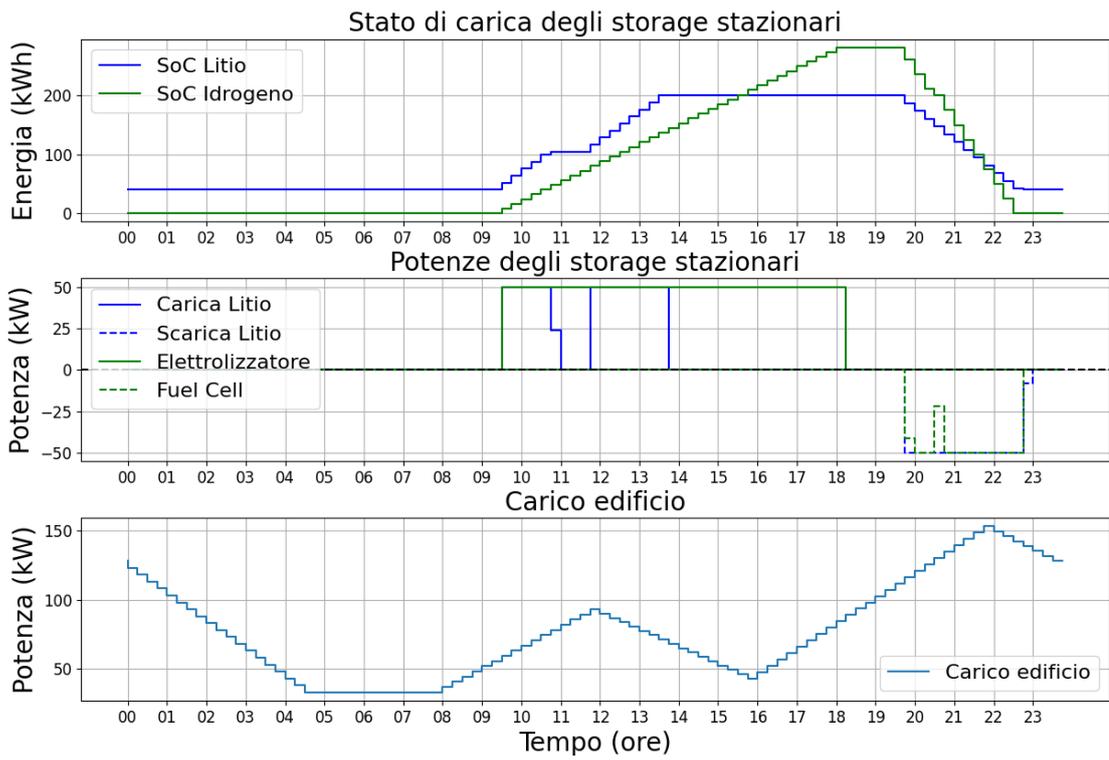


Figura 5.20: SoC e potenza assorbita degli storage stazionari e profilo di carico dell'edificio

5.7.2 Analisi Risultati

Nella tabella 5.6 viene effettuato un confronto tra i valori ottenuti per il presente caso studio e quelli relativi al caso standard di riferimento. Anche i risultati nume-

Valori	Standard	Pr. Finlandia	Diff.
Costo totale (€)	1420,02	3,01	-99,79%
Emissioni totali ($kgCO_2$)	879,64	888,36	+0,99%
Energia acquistata dalla rete (kWh)	3957,12	3973,12	+0,4%
Energia venduta alla rete (kWh)	1624,57	1624,57	0%

Tabella 5.5: Confronto valori

rici mettono in evidenza l'importanza del prezzo negativo dell'energia acquistata dalla rete, che consente di ottenere un costo complessivo pressoché nullo.

È importante sottolineare che il valore del costo energetico giornaliero può variare sensibilmente da un giorno all'altro. I prezzi dell'energia elettrica in Finlandia, così come in altri Paesi del Nord Europa, sono caratterizzati da un'elevata volatilità, principalmente dovuta alla significativa penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti, quali l'eolico e il solare. Inoltre, la marcata stagionalità tipica di queste latitudini, dovuta alla forte differenza del numero di ore di luce tra inverno ed estate, contribuisce ulteriormente all'instabilità del mercato elettrico, influenzando sia la disponibilità di generazione rinnovabile che i livelli di domanda.

L'energia scambiata con la rete risulta essere pari al caso standard non avendo cambiato il carico o i sistemi di accumulo. Si nota un lieve incremento delle emissioni di anidride carbonica, pari a circa un punto percentuale, imputabile alla diversa distribuzione temporale dell'energia elettrica prelevata dalla rete. È opportuno precisare che, in assenza di un fattore di emissione orario specifico per il contesto finlandese, è stato mantenuto il FE orario italiano per la stima delle emissioni. Tuttavia, il gestore della rete di trasmissione finlandese Fingrid [54] fornisce un valore medio annuale di emissione pari a $33 \text{ } gCO_2/kWh$, che risulta significativamente inferiore rispetto alla media italiana ($198,9 \text{ } gCO_2/kWh$) e riflette la maggiore incidenza delle fonti rinnovabili e del nucleare nel mix energetico finlandese.

Considerando il FE finlandese le emissioni si ridurrebbero ad un valore circa pari a $130 \text{ } kgCO_2$ (-85% rispetto al caso standard) per la giornata lavorativa in esame.

5.8 Rimozione V2G

In questo scenario alternativo, vengono mantenute tutte le caratteristiche del caso standard ma, viene disabilitata la funzionalità bidirezionale delle stazioni di ricarica, impedendo ai veicoli elettrici di restituire potenza alla rete (Vehicle-to-Grid, V2G). L'obiettivo di tale configurazione è valutare l'impatto dell'assenza di questa tecnologia sul bilanciamento energetico nonché sui costi operativi.

5.8.1 Grafici

I grafici in figura 5.21 mostrano l'assenza del contributo di potenza derivante dalla tecnologia V2G, costringendo il sistema a prelevare energia dalla rete nella fascia oraria con i costi e il fattore di emissione più elevati.

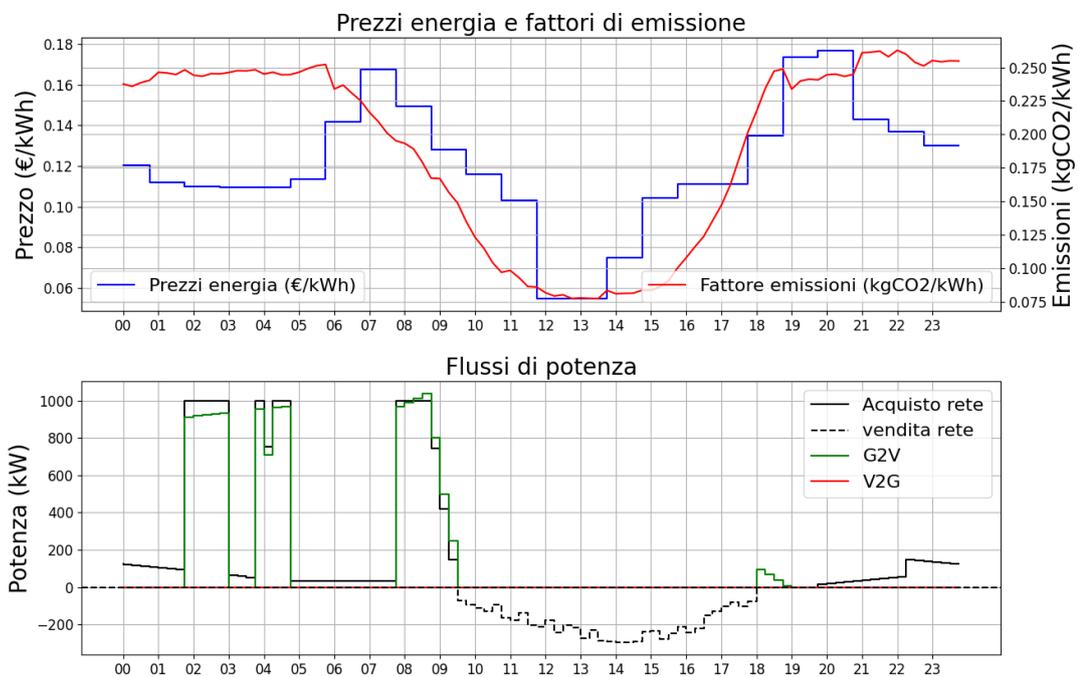


Figura 5.21: Prezzo energia e fattore di emissione, Flussi di potenza in ingresso e uscita dalla rete

5.8.2 Analisi risultati

L'analisi dei risultati mostra un incremento di circa 100 € nei costi totali rispetto allo scenario standard, imputabile principalmente all'aumento di energia prelevata dalla rete durante la fascia oraria caratterizzata dal prezzo massimo. Se tale differenza di costo rimanesse costante su base giornaliera, comporterebbe una spesa aggiuntiva annua superiore ai 30.000 €, valore che renderebbe economicamente giustificabile l'investimento iniziale per l'installazione di stazioni di ricarica bidirezionali, consentendone l'ammortamento in tempi relativamente brevi. Considerazioni

Valori	Standard	No V2G	Diff.
Costo totale (€)	1420,02	1521,20	+7,12%
Emissioni totali ($kgCO_2$)	879,64	934,12	+6,2%
Energia acquistata dalla rete (kWh)	3957,12	4176,98	+5,55%
Energia venduta alla rete (kWh)	1624,57	1624,57	0%

Tabella 5.6: Confronto valori

analoghe valgono per l'incremento delle emissioni, pari al 6,2%, attribuibile al maggior ricorso all'energia prelevata dalla rete durante le ore in cui il FE risulta massimo. Anche in questo caso, l'assenza della tecnologia V2G limita la flessibilità operativa, impedendo al sistema di sfruttare le riserve di energia accumulate nei veicoli elettrici per ridurre l'impatto ambientale complessivo.

5.9 Rimozione sistemi di accumulo e generazione

Infine viene analizzata la configurazione priva di impianti rinnovabili e sistemi di accumulo stazionari. In questo scenario sono stati rimossi l'impianto fotovoltaico, il sistema di accumulo elettrochimico e l'impianto a idrogeno. Rimane soltanto la flotta di veicoli elettrici che mantiene la funzionalità di scambio bidirezionale di energia tramite tecnologia Vehicle-to-Grid (V2G).

5.9.1 Grafici

L'osservazione dei grafici relativi a questo scenario evidenzia che la ricarica dei veicoli elettrici avviene in fasce orarie coerenti con quelle degli scenari precedenti, ovvero durante le ore notturne e del primo mattino, quando il prezzo dell'energia elettrica è minimo. Inoltre si rileva l'impiego della flotta in modalità V2G nel momento in cui si ha il picco di prezzo dell'energia, a conferma del fatto che l'algoritmo di ottimizzazione, anche in assenza di fonti rinnovabili, è in grado di minimizzare i costi operativi sfruttando la flessibilità energetica offerta dai veicoli.

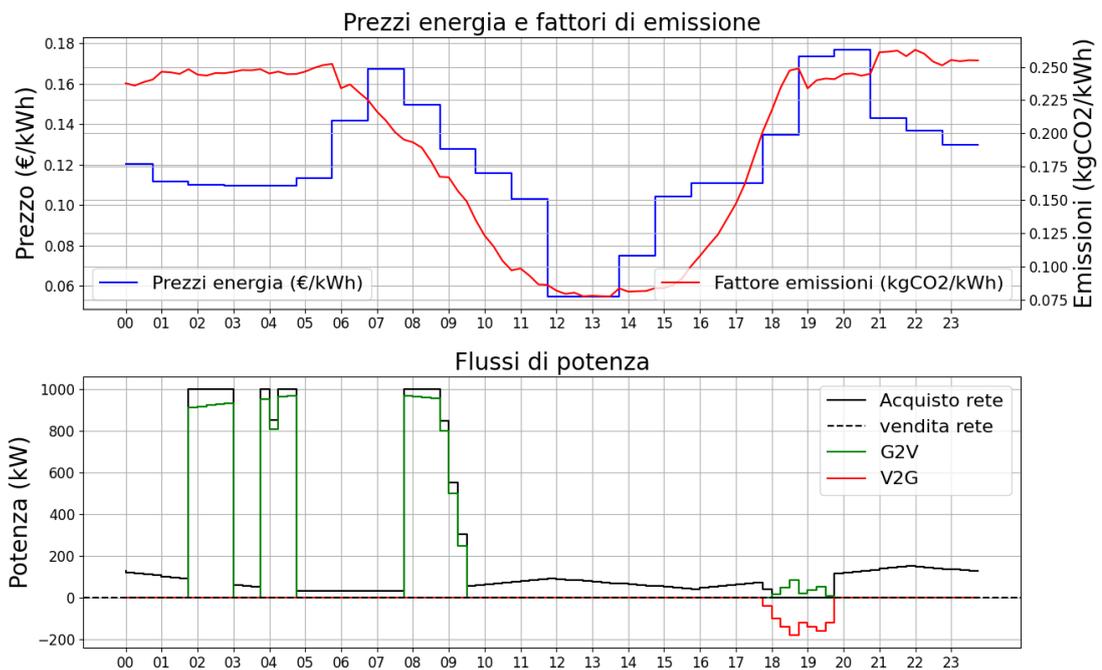


Figura 5.22: Prezzo energia e fattore di emissione, flussi di potenza in ingresso e uscita rete, G2V e V2G

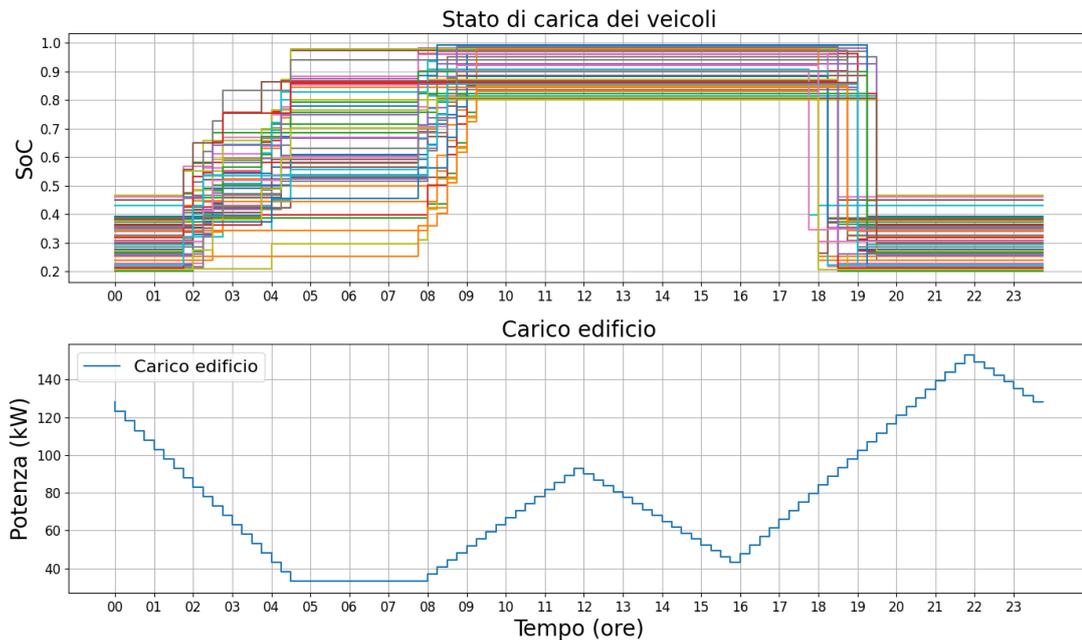


Figura 5.23: Stato di carica veicoli elettrici e profilo di carico dell'edificio

5.9.2 Analisi risultati

Nella tabella 5.7 viene effettuato il confronto diretto con il risultato dell'ottimizzazione del caso standard. Analizzando i dati in tabella 5.7, emerge che l'incremento

Valori	Standard	No RES	Diff.
Costo totale (€)	1420,02	2491,71	+75,4%
Emissioni totali ($kgCO_2$)	879,64	1078,75	+22,6%
Energia acquistata dalla rete (kWh)	3957,12	5121,25	+29,4%
Energia venduta alla rete (kWh)	1624,57	0	-100%

Tabella 5.7: Confronto valori caso No RES

più significativo sia relativo al costo operativo totale, che risulta superiore del 75,4% rispetto al caso standard. Tale aumento è direttamente correlato all'assenza di generazione fotovoltaica e di sistemi di accumulo, che comporta il completo approvvigionamento energetico dalla rete elettrica. In tale configurazione, non viene immesso alcun chilowattora in rete, con conseguente perdita del potenziale benefico economico legato all'autoproduzione. Inoltre si registra un aumento delle emissioni di CO_2 legato anch'esso alla maggiore energia acquistata dalla rete.

Capitolo 6

Conclusioni

In questo capitolo vengono espone le principali conclusioni emerse durante l'analisi dei risultati ottenuti nei diversi scenari operativi considerati.

L'obiettivo della presente tesi è stato lo sviluppo di un modello di gestione energetica in grado di coordinare flussi energetici provenienti da molteplici fonti, al fine di individuare il miglior compromesso tra la riduzione dei costi operativi e la minimizzazione delle emissioni di anidride carbonica.

L'analisi dei risultati e dei grafici relativi ai diversi scenari evidenzia come il modello di ottimizzazione persegua efficacemente l'obiettivo prefissato, massimizzando l'autoconsumo dell'energia prodotta localmente e ricorrendo all'approvvigionamento dalla rete elettrica solo quando strettamente necessario, privilegiando le fasce orarie caratterizzate da minori costi energetici.

6.1 Confronto dei risultati ottenuti

La dettagliata analisi degli 8 scenari considerati consente di trarre importanti spunti di riflessione sull'efficacia delle diverse tecnologie energetiche adottate, nonché di individuare la configurazione ottimale dal punto di vista sia economico che ambientale.

La tabella 6.1 riporta gli 8 scenari analizzati in ordine di costo crescente, generando così una classifica che va dalla configurazione economicamente più efficiente a quella meno vantaggiosa.

Lo scenario in cui sono stati adottati i prezzi di scambio con la rete elettrica riferiti al contesto finlandese si è dimostrato significativamente più vantaggioso dal punto di vista economico. Tuttavia, come evidenziato nel capitolo dei risultati 5.7, tali prezzi risultano altamente volatili e fortemente influenzati dalla stagionalità, in particolare dalla variabilità nella disponibilità di fonti rinnovabili. Di conseguenza, questo scenario non può essere considerato un riferimento attendibile per il contesto

Scenario	Emissioni ($kgCO_2$)	Costi (€)
Prezzi Finlandia	888,36	3,01
Sostituzione H con Li	863,66	1331,03
No H	915,45	1363,01
Caso standard	879,64	1420,02
H acquistato	882,12	1453,28
No Li	918,25	1455,75
No V2G	934,12	1521,20
No RES	1078,75	2491,71

Tabella 6.1: Tabella riassuntiva degli 8 scenari analizzati

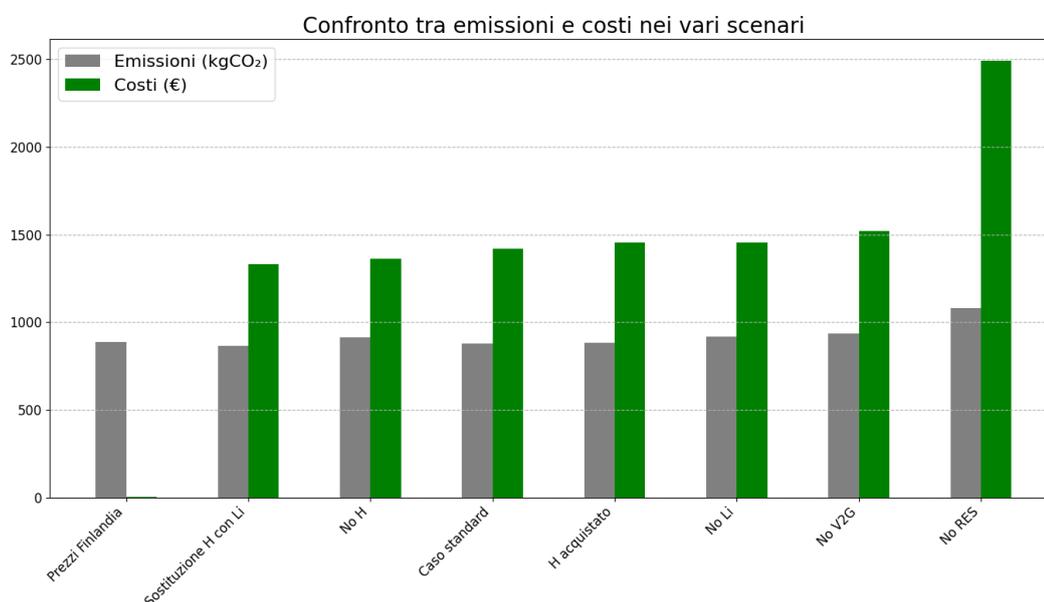


Figura 6.1: Confronto tra emissioni e costi nei vari scenari

italiano. Ciononostante, l'analisi ha offerto uno spunto interessante per osservare il comportamento dell'algoritmo di ottimizzazione in presenza di condizioni tariffarie fortemente dinamiche, evidenziando l'adattabilità del sistema nella gestione dei flussi energetici.

La configurazione che restituisce il miglior compromesso tra costi ed emissioni è quella in cui il sistema elettrolizzatore-fuel cell è stato sostituito con un sistema di accumulo agli ioni di litio, dimensionato per una capacità equivalente. Tale risultato conferma il vantaggio attuale delle batterie al litio in termini di efficienza complessiva rispetto ai sistemi di accumulo a idrogeno, evidenziando la loro maggiore

idoneità per applicazioni in cui la priorità è la riduzione dei costi energetici.

Il grafico 6.1 mostra come anche lo scenario privo del sistema di accumulo a idrogeno risulti economicamente più vantaggioso rispetto alla configurazione standard. Tuttavia, il minor grado di autoconsumo dell'energia rinnovabile disponibile comporta un lieve incremento delle emissioni complessive di CO_2 , a causa del maggiore ricorso all'energia prelevata dalla rete.

La valutazione di uno scenario in cui l'idrogeno viene acquistato direttamente dal mercato ha consentito un confronto diretto con il caso standard, in cui l'idrogeno è invece autoprodotta mediante elettrolisi. La differenza di costo a sfavore dell'idrogeno acquistato è minima (+2,34%) ed attribuibile principalmente al prezzo dell'idrogeno verde, un parametro attualmente soggetto a variabilità in funzione del mercato e disponibilità. Per questo motivo si può ritenere che, in questo momento storico, le due configurazioni possano essere considerate comparabili.

La tecnologia Vehicle-to-Grid è stata impiegata in modo apparentemente marginale, con un contributo limitato alla gestione energetica complessiva. Questo comportamento è verosimilmente imputabile al disallineamento temporale tra gli orari di rientro dei veicoli, il profilo di produzione dell'impianto fotovoltaico e il livello di carica disponibile durante i picchi di domanda e di prezzo dell'energia. Tuttavia l'analisi dello scenario in cui il V2G è stato disabilitato fa emergere l'impatto significativo che questa tecnologia, anche se utilizzata in una finestra temporale ristretta, può avere sulla riduzione dei costi operativi e delle emissioni, confermandone la rilevanza strategica in ottica di flessibilità e ottimizzazione energetica.

Infine, è stato analizzato lo scenario in cui sono stati completamente rimossi sia i sistemi di accumulo che l'impianto di generazione da fonte rinnovabile. Questo scenario è stato considerato al fine di evidenziare l'impatto rilevante che queste tecnologie, di produzione locale e conservazione dell'energia, possono avere sulle prestazioni di un edificio logistico. In particolare, si registra una marcata differenza in termini di costi (+43,01%), fattore fondamentale soprattutto per strutture commerciali. Anche sul fronte ambientale si osserva un marcato peggioramento, con un aumento delle emissioni complessive pari al 18,5% che, come detto durante l'introduzione di questa tesi, assumono un ruolo sempre più importante all'interno delle priorità nazionali ed internazionali.

6.1.1 Sviluppi futuri

Un'estensione naturale del lavoro svolto riguarda l'integrazione di un algoritmo di ottimizzazione dinamica, in grado di adattarsi in tempo reale alle variazioni operative e ambientali rispetto al piano iniziale. Attualmente il modello sviluppato si basa su ipotesi statiche basate su previsioni note a priori come irraggiamento solare e profilo di carico.

In un contesto reale però tali parametri possono variare significativamente nel corso

della giornata. Per questo motivo, si propone lo sviluppo di un algoritmo basato sul lavoro effettuato ma che attraverso aggiornamenti periodici e sfruttando i dati rilevati in tempo reale restituisca una maggiore reattività del sistema energetico, una maggiore affidabilità ed efficienza dell'autoconsumo.

Parallelamente risulterebbe utile condurre un'analisi di sensitività sui principali parametri del modello (prezzo dell'energia, irraggiamento solare, SoC dei veicoli, efficienze), al fine di quantificare l'impatto di ciascuno di essi sui risultati dell'ottimizzazione. Tale analisi permetterebbe l'individuazione delle variabili che influenzano maggiormente le prestazioni del sistema e orientare, di conseguenza, interventi mirati di progettazione e gestione.

Infine, per quanto riguarda la modellazione degli orari di partenza e rientro dei veicoli, sarà possibile sviluppare un approccio più accurato, basato sull'analisi dei reali itinerari di consegna oppure sull'impiego di algoritmi di previsione specifici, in grado di stimare con maggiore precisione i profili di utilizzo dei veicoli elettrici nel contesto operativo considerato.

Bibliografia

- [1] URL: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/fit-for-55/> (cit. a p. 1).
- [2] Sohaib Rafique, Mohammad Sohrab Hasan Nizami, Usama Bin Irshad, Jahangir Hossain e Graham Town. «An aggregator-based-strategy to minimize the cost of energy consumption by optimal utilization of energy resources in an apartment building». In: *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*. 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). Genova, Italy: IEEE, giu. 2019, pp. 1–5. ISBN: 978-1-72810-653-3. DOI: 10.1109/EEEIC.2019.8783753. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8783753/> (visitato il giorno 05/12/2024) (cit. alle pp. 1, 6).
- [3] Maicol Bartolini, Eleonora Bottani e Eric H. Grosse. «Green warehousing: Systematic literature review and bibliometric analysis». In: *Journal of Cleaner Production* 226 (lug. 2019), pp. 242–258. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.04.055. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652619311321> (visitato il giorno 11/12/2024) (cit. a p. 2).
- [4] Abderraouf Bouakkaz, Antonio J. Gil Mena, Salim Haddad e Mario Luigi Ferrari. «Efficient energy scheduling considering cost reduction and energy saving in hybrid energy system with energy storage». In: *Journal of Energy Storage* 33 (gen. 2021), p. 101887. ISSN: 2352152X. DOI: 10.1016/j.est.2020.101887. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352152X20317242> (visitato il giorno 26/11/2024) (cit. alle pp. 6, 15).
- [5] Arslan Ahmad Bashir, Mahdi Pourakbari Kasmaei, Amir Safdarian e Matti Lehtonen. «Matching of Local Load with On-Site PV Production in a Grid-Connected Residential Building». In: *Energies* 11.9 (12 set. 2018), p. 2409. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en11092409. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/9/2409> (visitato il giorno 26/11/2024) (cit. a p. 6).

- [6] Zhongzhen Yan, Xinyu Duan, Yiming Chang, Zhigang Xu e Behrouz Sobhani. «Optimal energy management in smart buildings with electric vehicles based on economic and risk aspects using developed whale optimization algorithm». In: *Journal of Cleaner Production* 415 (ago. 2023), p. 137710. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.137710. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652623018681> (visitato il giorno 10/12/2024) (cit. a p. 6).
- [7] Yakubu Aminu Dodo, Ahmed Osman Ibrahim, Mohammed Awad Abuhussain, Zulai Jarmai Baba Girei, Ammar Maghrabi e Ahmad Usman Naibi. «An innovative method for building electricity energy management in smart homes based on electric vehicle energy capacity». In: *Front. Energy Res.* 12 (21 feb. 2024), p. 1364904. ISSN: 2296-598X. DOI: 10.3389/fenrg.2024.1364904. URL: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2024.1364904/full> (visitato il giorno 26/11/2024) (cit. a p. 6).
- [8] Ran Lv, Li Lan, Zhimian Yin, Su Wang, Mingxing Guo e Jingkai Zhu. «Scheduling optimization analysis of electric vehicle and building roof photovoltaic system based on V2G technology». In: *2023 10th International Forum on Electrical Engineering and Automation (IFEEA)*. 2023 10th International Forum on Electrical Engineering and Automation (IFEEA). Nanjing, China: IEEE, 3 nov. 2023, pp. 943–948. ISBN: 9798350309379. DOI: 10.1109/IFEEA60725.2023.10429303. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10429303/> (visitato il giorno 11/12/2024) (cit. alle pp. 6, 7).
- [9] Juanhua Zhu, Yue Zhao, Jie Xiong, Zewei Zhang e Chu Ge. «Research on the optimization and configuration of integrated photovoltaic and energy storage systems in smart buildings considering the lifecycle costs». In: *2024 36th Chinese Control and Decision Conference (CCDC)*. 2024 36th Chinese Control and Decision Conference (CCDC). Xi'an, China: IEEE, 25 mag. 2024, pp. 2975–2980. ISBN: 9798350387780. DOI: 10.1109/CCDC62350.2024.10587537. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10587537/> (visitato il giorno 26/11/2024) (cit. alle pp. 6, 11).
- [10] Konrad Lewczuk, Michał Kłodawski e Paweł Gepner. «Energy Consumption in a Distributional Warehouse: A Practical Case Study for Different Warehouse Technologies». In: *Energies* 14.9 (9 mag. 2021), p. 2709. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14092709. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/9/2709> (visitato il giorno 11/12/2024) (cit. alle pp. 7, 10, 20, 21).
- [11] Chitchanok Jaroenphat, Sirichai Wattanasophon e Sarinee Ouitrakul. «An Evaluation of Energy Saving and Peak Shaving in a Warehouse by Homer Grid». In: 8 (2022) (cit. alle pp. 7, 21, 37, 40).

- [12] Heiko Diefenbach, Simon Emde e Christoph H. Glock. «Multi-depot electric vehicle scheduling in in-plant production logistics considering non-linear charging models». In: *European Journal of Operational Research* 306.2 (apr. 2023), pp. 828–848. ISSN: 03772217. DOI: 10.1016/j.ejor.2022.06.050. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0377221722005252> (visitato il giorno 10/12/2024) (cit. a p. 7).
- [13] Arthur J. Shih et al. «Water electrolysis». In: *Nat Rev Methods Primers* 2.1 (27 ott. 2022), p. 84. ISSN: 2662-8449. DOI: 10.1038/s43586-022-00164-0. URL: <https://www.nature.com/articles/s43586-022-00164-0> (visitato il giorno 30/01/2025) (cit. a p. 7).
- [14] Meiling Yue, Hugo Lambert, Elodie Pahon, Robin Roche, Samir Jemei e Daniel Hissel. «Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges». In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 146 (ago. 2021), p. 111180. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111180. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032121004688> (visitato il giorno 27/01/2025) (cit. a p. 7).
- [15] Hong Bai, He Chen e Wenhui Shi. «Hydrogen Production by Renewable Energy and Future Trend in China». In: *2022 IEEE 6th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. 2022 IEEE 6th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2). Chengdu, China: IEEE, 11 nov. 2022, pp. 676–680. ISBN: 9798350347159. DOI: 10.1109/EI256261.2022.10116157. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10116157/> (visitato il giorno 28/01/2025) (cit. a p. 7).
- [16] Viviana Cigolotti, Matteo Genovese e Petronilla Fragiaco. «Comprehensive Review on Fuel Cell Technology for Stationary Applications as Sustainable and Efficient Poly-Generation Energy Systems». In: *Energies* 14.16 (13 ago. 2021), p. 4963. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14164963. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/16/4963> (visitato il giorno 27/01/2025) (cit. alle pp. 7, 20).
- [17] Y. Haseli. «Maximum conversion efficiency of hydrogen fuel cells». In: *International Journal of Hydrogen Energy* 43.18 (mag. 2018), pp. 9015–9021. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.03.076. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319918308371> (visitato il giorno 03/02/2025) (cit. a p. 7).
- [18] Alper Çiçek. «A novel resilience-oriented energy management strategy for hydrogen-based green buildings». In: *Journal of Cleaner Production* 470 (set. 2024), p. 143297. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.143297. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S095965262402746X> (visitato il giorno 10/12/2024) (cit. a p. 7).

- [19] URL: <https://www.mgbuilding.it> (cit. a p. 9).
- [20] URL: <https://www.cortilia.it> (cit. a p. 9).
- [21] Sonja M Russo, Jana Voegl e Patrick Hirsch. «A multi-method approach to design urban logistics hubs for cooperative use». In: *Sustainable Cities and Society* 69 (2021), p. 102847 (cit. alle pp. 10, 13).
- [22] URL: <https://www.futurasun.com> (cit. a p. 11).
- [23] URL: https://www.futurasun.com/wp-content/uploads/2024/05/FuturaSun_120_480-490W_Silk-Nova_IT.pdf (cit. a p. 11).
- [24] URL: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/it/#PVP (cit. a p. 12).
- [25] Sergio Maria Patella, Gianluca Grazieschi, Valerio Gatta, Edoardo Marcucci e Stefano Carrese. «The Adoption of Green Vehicles in Last Mile Logistics: A Systematic Review». In: *Sustainability* 13.1 (22 dic. 2020), p. 6. ISSN: 2071-1050. DOI: 10.3390/su13010006. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/1/6> (visitato il giorno 11/12/2024) (cit. a p. 13).
- [26] Yuan Huang, Zhaohao Ding e Wei-Jen Lee. «Charging Cost-Aware Fleet Management for Shared On-Demand Green Logistic System». In: *IEEE Internet Things J.* 10.9 (1 mag. 2023), pp. 7505–7516. ISSN: 2327-4662, 2372-2541. DOI: 10.1109/JIOT.2022.3176604. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9779353/> (visitato il giorno 10/12/2024) (cit. a p. 13).
- [27] URL: https://www.ecomercemobilities.com/micro-facilities?utm_source=chatgpt.com (cit. a p. 13).
- [28] Andre Leippi, Markus Fleschutz e Michael D Murphy. «A review of ev battery utilization in demand response considering battery degradation in non-residential vehicle-to-grid scenarios». In: *Energies* 15.9 (2022), p. 3227 (cit. a p. 14).
- [29] Srdjan Srdic e Srdjan Lukic. «Toward Extreme Fast Charging: Challenges and Opportunities in Directly Connecting to Medium-Voltage Line». In: *IEEE Electrification Magazine* 7.1 (2019), pp. 22–31. DOI: 10.1109/MELE.2018.2889547 (cit. a p. 14).
- [30] URL: https://www.fiatprofessional.com/bp_pdf/renderPDF/681e02a55e0ebd6543d73f9c/FIATPROFESSIONAL_e-ducato_electric%20vehicle_59701755.pdf (cit. a p. 14).
- [31] URL: https://www.media.stellantis.com/it-it/fiat-professional/press/fiat-professional-presenta-alla-stampa-il-nuovo-e-ducato-veicolo-100-ducato-100-elettrico-pronto-a-ogni-missione?utm_source=chatgpt.com (cit. a p. 15).

- [32] Mahdi Esfandiari, Amin Rafrafi e Abolfazl Pirayesh. «Optimal Operation of Lithium-Ion Batteries Considering Degradation Cost in Vehicle-to-Grid Systems». In: *2023 31st International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*. 2023, pp. 172–176. DOI: 10.1109/ICEE59167.2023.10334749 (cit. a p. 15).
- [33] Abraham Alem Kebede, Thierry Coosemans, Maarten Messagie, Towfik Jemal, Henok Ayele Behabtu, Joeri Van Mierlo e Maitane Berecibar. «Techno-economic analysis of lithium-ion and lead-acid batteries in stationary energy storage application». In: *Journal of Energy Storage* 40 (2021), p. 102748. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102748>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X21004783> (cit. a p. 15).
- [34] URL: https://www.bydbatterybox.com/uploads/downloads/BBOX_LVS_Datasheet_IT_V1.0_240626_L-669096b1a78fc.pdf (cit. a p. 16).
- [35] Alessandro Saldarini, Michela Longo, Morris Brenna e Dario Zaninelli. «Battery electric storage systems: advances, challenges, and market trends». In: *Energies* 16.22 (2023), p. 7566 (cit. a p. 16).
- [36] Doğan Çelik. «Hydrogen Production and Storage Methods: Recent Trends and Technologies». In: *2024 16th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI)*. 2024 16th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI). Iasi, Romania: IEEE, 27 giu. 2024, pp. 1–6. ISBN: 9798350371154. DOI: 10.1109/ECAI61503.2024.10607398. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10607398/> (visitato il giorno 28/01/2025) (cit. a p. 17).
- [37] S. Shiva Kumar e Hankwon Lim. «An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production». In: *Energy Reports* 8 (nov. 2022), pp. 13793–13813. ISSN: 23524847. DOI: 10.1016/j.egy.2022.10.127. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2352484722020625> (visitato il giorno 28/11/2024) (cit. a p. 17).
- [38] Jörn Brauns e Thomas Turek. «Alkaline Water Electrolysis Powered by Renewable Energy: A Review». In: *Processes* 8.2 (21 feb. 2020), p. 248. ISSN: 2227-9717. DOI: 10.3390/pr8020248. URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/8/2/248> (visitato il giorno 30/01/2025) (cit. a p. 17).
- [39] Qin Fang, Zhoubin Liu, Yuqing Pan, Danlu Xu, Tiewei Chen, Zhiliang Zhang e Bin Li. «Economic Analysis of Hydrogen Production from Electrolytic Water Considering Carbon Emissions». In: *2022 12th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*. 2022 12th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES). Guangzhou, China: IEEE, 23 dic. 2022, pp. 692–696. ISBN: 978-1-66545-145-1. DOI: 10.1109/ICPES56491.2022.

10072301. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10072301/> (visitato il giorno 28/11/2024) (cit. a p. 17).
- [40] Jose M Marín Arcos e Diogo MF Santos. «The hydrogen color spectrum: techno-economic analysis of the available technologies for hydrogen production». In: *Gases* 3.1 (2023), pp. 25–46 (cit. a p. 18).
- [41] Janusz Kotowicz, Wojciech Uchman, Michał Jurczyk e Robert Sekret. «Evaluation of the potential for distributed generation of green hydrogen using metal-hydride storage methods». In: *Applied Energy* 344 (2023), p. 121269 (cit. a p. 18).
- [42] Fanourios Kourougianni, Alexandros Arsalis, Andreas V Olympios, Georgios Yiasoumas, Charalampos Konstantinou, Panos Papanastasiou e George E Georghiou. «A comprehensive review of green hydrogen energy systems». In: *Renewable Energy* (2024), p. 120911 (cit. a p. 18).
- [43] Norazlianie Sazali, Wan Norharyati Wan Salleh, Ahmad Shahir Jamaludin e Mohd Nizar Mhd Razali. «New Perspectives on Fuel Cell Technology: A Brief Review». In: *Membranes* 10.5 (13 mag. 2020), p. 99. ISSN: 2077-0375. DOI: 10.3390/membranes10050099. URL: <https://www.mdpi.com/2077-0375/10/5/99> (visitato il giorno 27/01/2025) (cit. a p. 20).
- [44] URL: <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Esiti/PUN> (cit. a p. 23).
- [45] URL: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato/regolazione-economica-del-servizio> (cit. a p. 24).
- [46] URL: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/RITIRO%20DEDICATO/Altri%20contenuti/Prezzi%20medi%20RID%202025.pdf (cit. a p. 25).
- [47] URL: https://emissioni.sina.isprambiente.it/wp-content/uploads/2025/05/Le-emissioni-di-CO2-nel-settore-elettrico_r413-2025_def.pdf (cit. a p. 26).
- [48] URL: <https://emissioni.sina.isprambiente.it/inventario-nazionale/> (cit. a p. 26).
- [49] URL: <https://dati.terna.it/generazione#generazione-netta> (cit. a p. 26).
- [50] Carlos M. Fonseca e Peter J. Fleming. «Genetic Algorithms for Multiobjective Optimization: Formulation, Discussion and Generalization». In: *Proceedings of the Fifth International Conference on Genetic Algorithms*. A cura di S. Forrest. San Mateo, CA: Morgan Kaufmann, 1993, pp. 416–423 (cit. a p. 35).

BIBLIOGRAFIA

- [51] URL: <https://data.nordpoolgroup.com/auction/day-ahead/price-indices?deliveryDate=2025-04-30¤cy=EUR&resolutionInMinutes=15&indexNames=FI> (cit. a p. 53).
- [52] URL: https://www.vaasansahko.fi/en/electricity-contract/sell-your-surplus-solar-energy-to-us/?utm_source=chatgpt.com (cit. a p. 53).
- [53] URL: https://vihreaenergia.fi/en/customer-service/?utm_source=chatgpt.com (cit. a p. 53).
- [54] URL: https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/real-time-co2-emissions-estimate/?utm_source=chatgpt.com (cit. a p. 56).