



**Politecnico  
di Torino**

**Politecnico di Torino**

Corso di laurea magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Anno accademico 2024/2025

**Gestione e valorizzazione della produzione  
fotovoltaica: analisi tecnico-economica di sistemi  
di accumulo per l'Aeroporto di Torino-Caselle**

***Laureando:***

*Francesco Colaiocco*

***Relatore:***

*Prof. Matteo Prussi*

*Ing. Mauro Odisio*

*Ing. Gabriele Restaldo*





# ABSTRACT

*L'aeroporto di Torino-Caselle, in linea con gli obiettivi europei di decarbonizzazione, si è impegnato a ridurre a zero le emissioni di anidride carbonica entro il 2040, anticipando di un decennio il traguardo previsto a livello comunitario grazie alla creazione di un ottimo modello energetico. In questo contesto, la produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolare dal fotovoltaico, riveste un ruolo cruciale. Tuttavia, la natura intermittente del fotovoltaico rende necessario lo studio di sistemi di accumulo energetico, al fine di massimizzare l'autoconsumo e limitare la dipendenza dalla rete elettrica.*

*La presente tesi si pone l'obiettivo di analizzare i consumi e la produzione energetica attuale e prospettica dell'aeroporto, con l'obiettivo di progettare e dimensionare un sistema di accumulo ottimale. A tal fine sono state definite cinque timeline di espansione dell'impianto e tre scenari di integrazione di sistemi di accumulo, valutandone le prestazioni e i benefici rispetto al caso di riferimento privo di accumulo. In particolare, si è effettuata una scelta sul sistema di accumulo in base a criteri tecnici, logistici ed economici, utilizzando indicatori quali VAN, TIR e PBT. I risultati mostrano che l'integrazione di un sistema di accumulo consente di incrementare in modo significativo l'autoconsumo, migliorando la resilienza energetica dell'infrastruttura. Le conclusioni forniscono quindi una roadmap tecnico-economica per l'implementazione di un sistema di accumulo presso l'aeroporto di Torino, ponendo le basi per il raggiungimento degli obiettivi di neutralità carbonica.*

## Indice

1	Introduzione .....	7
1.1	Contesto energetico dell'aeroporto .....	7
1.2	Obiettivo e scopo della tesi .....	8
1.3	Struttura del lavoro .....	9
2	Analisi energetica dell'aeroporto .....	10
2.1	Consumi attuali .....	10
2.2	Analisi dei profili di domanda e di produzione .....	12
2.2.1	Identificazione giorni rappresentativi: Metodo K-Means .....	12
2.2.2	Descrizione dei giorni rappresentativi .....	15
2.3	Produzione potenziale del fotovoltaico .....	18
3	Tecnologie di accumulo energetico.....	22
3.1	Panoramica delle principali tecnologie .....	22
3.2	Criteri di selezione per contesti aeroportuali .....	24
3.3	Identificazione delle tecnologie più idonee .....	25
3.3.1	Batterie agli ioni di litio .....	27
3.3.2	Batterie al flusso di ferro .....	28
3.3.3	Vanadium Redox Flow Battery .....	29
4	Metodo di calcolo.....	32
4.1	Obiettivo e scenari studiati .....	32
4.2	Dati in ingresso .....	33
4.2.1	Dati tecnici delle batterie .....	33
4.2.2	Dati economici.....	34
4.3	Modello di calcolo .....	35
4.3.1	Calcolo del capex.....	35
4.3.2	Calcolo del flusso di cassa attualizzato.....	36
4.4	Ottimizzazione e indicatori economici .....	39
5	Discussione dei risultati ottenuti.....	42
5.1	Timeline 1.5 e 3 MWp .....	42
5.2	Timeline 5 MWp.....	44
5.2.1	Scenario B.....	45
5.3	Timeline 7 MWp.....	46

5.3.1 Scenario A .....	47
5.3.2 Scenario B.....	49
5.3.3 Scenario C.....	52
5.4 Timeline 10 MWp.....	53
5.4.1 Scenario A .....	54
5.4.2 Scenario B.....	56
5.4.3 Scenario C.....	59
5.5 Confronto tra gli scenari.....	61
6 Analisi di sensitività .....	65
6.1 Variazione del tasso di crescita annuo dell'energia .....	65
6.2 Effetti della crescita del prezzo dell'energia sull'ottimizzazione dello scenario A .....	68
7 Integrazione logistica e spaziale nell'aeroporto.....	70
8 Conclusioni .....	73

# 1 Introduzione

La sostenibilità energetica negli aeroporti sta assumendo un ruolo sempre più centrale nel percorso di transizione energetica del settore dei trasporti. Gli scali aeroportuali, per la loro complessità infrastrutturale e per la necessità di garantire la continuità di servizio, presentano fabbisogni energetici elevati e rigidamente vincolati a requisiti operativi; in questo contesto, l'aeroporto di Torino-Caselle, gestito dalla società Sagat S.p.a., si distingue per l'impegno concreto verso la decarbonizzazione e per le iniziative mirate alla riduzione dei consumi e delle emissioni climalteranti.

La presente tesi nasce dall'esigenza della società Sagat di analizzare in modo tecnico ed economico le potenzialità di un sistema di accumulo integrato con l'impianto fotovoltaico esistente e con i futuri ampliamenti previsti. L'obiettivo è individuare una configurazione di accumulo che consenta di ottimizzare la gestione dell'energia prodotta localmente, incrementando l'autoconsumo e riducendo il prelievo di energia dalla rete.

Nei paragrafi successivi viene descritto il contesto energetico dell'aeroporto, gli obiettivi specifici del lavoro e la struttura complessiva dell'elaborato, così da fornire una visione d'insieme del percorso di analisi sviluppato nella tesi.

## 1.1 Contesto energetico dell'aeroporto

L'aeroporto di Torino-Caselle, primo scalo italiano ad ottenere la certificazione ISO50001 nel 2010, ha realizzato un sistema di gestione dell'energia volto all'efficientamento degli impianti e alla riduzione dei consumi energetici. Nel 2024 ha raggiunto il livello 3+ (Neutrality) del programma Airport Carbon Accreditation, ottenendo questo risultato grazie alla riduzione delle emissioni e alla compensazione di quelle residue attraverso progetti di carbon offsetting. Inoltre, l'aeroporto partecipa a iniziative internazionali come il progetto europeo TULIPS e l'alleanza AZEA (Alliance for Zero-Emission Aviation), attività volte a promuovere tecnologie sostenibili e l'utilizzo di rinnovabili nel settore aeronautico. Questi impegni rappresentano tappe fondamentali verso l'obiettivo Net Zero previsto dall'aeroporto per il 2040, anticipando quindi di un decennio la completa riduzione delle emissioni rispetto alle prospettive europee.

Nel corso degli anni, per raggiungere quest'obiettivo, si sono susseguiti diversi interventi con due obiettivi principali: migliorare l'efficienza energetica dell'aeroporto, riducendo il consumo a parità di servizio offerto, e, progressivamente, diminuire l'utilizzo di energia proveniente da fonti non rinnovabili.

Tra gli interventi principali realizzati nell'aeroporto per l'efficientamento energetico, di particolare interesse risultano la sostituzione dei corpi illuminanti con sistemi a led, l'aggiornamento del sistema di condizionamento del terminal passeggeri, l'automazione del sistema di trasporto

bagagli e l'implementazione di un sistema Intelligence Of Things (IOT) di regolazione intelligente del comfort climatico dell'aerostazione aviazione generale, che ha consentito un risparmio sui consumi di energia elettrica e gas naturale superiori al 30%.

Questi interventi, insieme a molti altri efficientamenti energetici effettuati nello scalo, hanno realizzato più che un dimezzamento dei consumi di energia elettrica, passando da un consumo annuo di 25.000 *MWh* del 2009 fino ad un consumo pari a circa 11.000 *MWh* nel 2024; inoltre, è diminuita sensibilmente anche l'energia elettrica consumata per passeggero, passando da 8 *kWh/pax* nel 2009 a poco più di 2 *kWh/pax* nel 2024, escludendo gli anni della pandemia in cui sono notevolmente diminuiti i passeggeri e di conseguenza l'indice ha raggiunto dei picchi di quasi 10 *kWh/pax*.<sup>1</sup>

Per quanto riguarda l'utilizzo di fonti rinnovabili, dal 2021 l'aeroporto acquista il 100% dell'energia certificata come prodotta da fonti rinnovabili. Inoltre, nel 2023 nello scalo è stato eseguito il primo step di un imponente progetto legato alla realizzazione di un impianto fotovoltaico con l'obiettivo di autoprodurre una quota significativa dell'energia consumata dall'aerostazione. È stato installato il più grande impianto fotovoltaico su tetto in un aeroporto italiano, realizzato con 3651 moduli, esteso su circa 6500 *m*<sup>2</sup>, con una potenza di 1,6 *MWp* e con una produzione annua di circa 1585 *MWh*, corrispondente circa al 12% del fabbisogno energetico dello scalo. Questo intervento, realizzato sul tetto dell'edificio dedicato al Baggage Handling System (BHS) e sulla palazzina situata in area tecnica, oltre a diminuire notevolmente l'acquisto dell'energia e a consentire quindi un risparmio economico per l'aeroporto, ha evitato l'emissione di 406 ton di CO<sub>2</sub> all'anno.<sup>2</sup>

## **1.2 Obiettivo e scopo della tesi**

La road map realizzata da SAGAT prevede entro il 2040 molti interventi volti a raggiungere l'obiettivo di Net Zero; tra questi, già a partire dal 2025 sono previsti ulteriori step di ampliamento dell'impianto fotovoltaico, con l'obiettivo di massimizzare l'autoproduzione di energia.

Tuttavia, la fonte solare è per sua natura intermittente e la produzione dei pannelli fotovoltaici varia significativamente nell'arco della giornata; la produzione risulta maggiore nelle ore centrali della giornata, in cui potenzialmente si potrebbe arrivare a produrre di più rispetto ai consumi dell'aeroporto, mentre nelle restanti ore la produzione di energia diminuisce sensibilmente, fino alle ore serali e notturne in cui non vi è produzione energetica.

In questo contesto, la tesi si propone di sviluppare un'analisi tecnico-economica integrata volta alla gestione e alla valorizzazione della produzione fotovoltaica dell'aeroporto. Sono stati analizzati diversi scenari di ampliamento dell'impianto fotovoltaico e possibili configurazioni di sistemi di accumulo, con lo scopo di individuare la tipologia e il dimensionamento ottimale dell'accumulo in termini di efficienza e sostenibilità economica. L'analisi economica è stata condotta attraverso gli indicatori classici di valutazione degli investimenti per individuare la soluzione che massimizzi i benefici economici ed energetici complessivi, incrementando il livello di autoconsumo e di autosufficienza energetica dello scalo.



## 1.3 Struttura del lavoro

Il presente elaborato, articolato in tre sezioni principali, ha l'obiettivo di individuare una possibile soluzione per la gestione energetica dell'aeroporto di Torino-Caselle, contribuendo al percorso di transizione energetica e di azzeramento delle emissioni.

Nella prima parte viene descritto il contesto in cui si trova attualmente l'aeroporto, da un punto di vista ambientale ed energetico, vengono analizzati i consumi e la produzione attuale e futura dello scalo e le curve di carico associate. Durante questa fase sono stati utilizzati i dati forniti dall'aeroporto di Torino-Caselle, che costituiranno la base per tutte le successive elaborazioni.

Nella seconda parte, attraverso un approfondimento bibliografico e il confronto con esperienze analoghe in altri aeroporti, vengono analizzate le principali tecnologie di accumulo energetico e si valuta l'idoneità di queste rispetto alle caratteristiche di consumo e produzione dello scalo torinese.

Infine, la terza e ultima fase prevede il dimensionamento del sistema di accumulo selezionato e la valutazione della sua sostenibilità tecnica ed economica. L'analisi considera indicatori economici quali il Valore Attuale Netto (VAN), il Tasso Interno di Rendimento (TIR) e il Payback Time (PBT), al fine di individuare la soluzione ottimale per la gestione integrata dell'energia e la valorizzazione della produzione fotovoltaica dell'aeroporto.

## 2 Analisi energetica dell'aeroporto

### 2.1 Consumi attuali

La società Sagat, gestore dell'aeroporto di Torino, ha fornito i profili orari del 2024 di domanda elettrica dell'infrastruttura e di produzione dell'attuale impianto fotovoltaico. L'analisi congiunta di questi due andamenti costituisce il punto di partenza per il dimensionamento dell'accumulo.

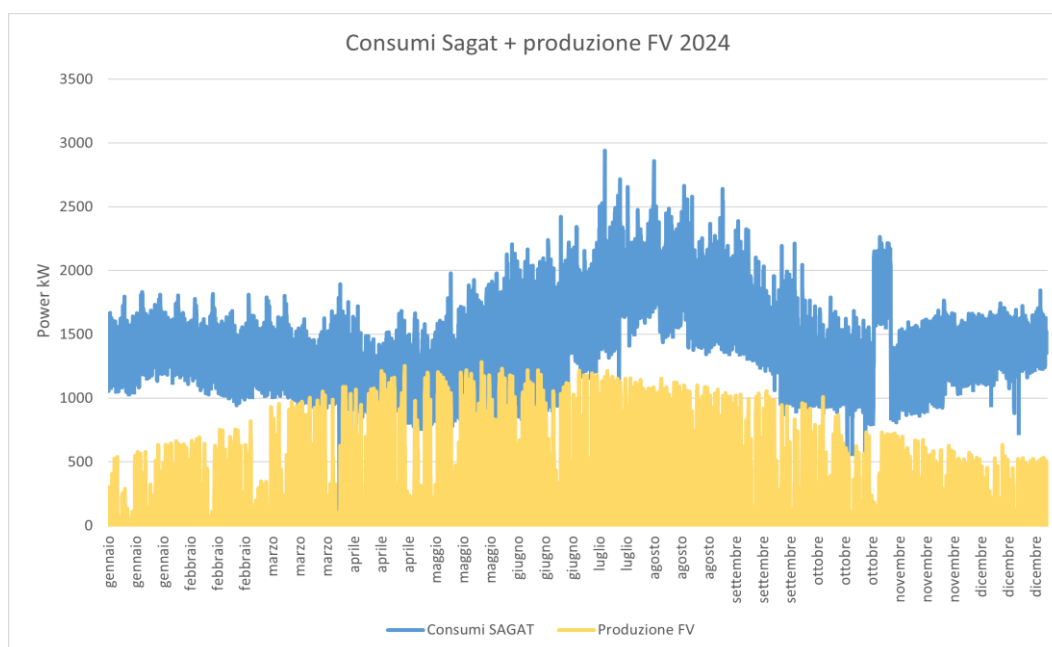


Figura 1: Andamento consumi Sagat e produzione fotovoltaico del 2024

La figura evidenzia la stagionalità del fotovoltaico con massimi tra maggio e agosto e con minimi nei mesi invernali. Inoltre, la produzione varia notevolmente all'interno dello stesso periodo stagionale a causa delle condizioni meteorologiche, con una produzione minima nelle giornate nuvolose. La domanda aeroportuale, invece, pur variando nel corso dell'anno e della giornata, si mantiene costantemente più elevata. In particolare, i mesi estivi risultano con consumi nettamente più elevati a causa dell'impatto maggiore dell'impianto di condizionamento. In generale, l'impianto attuale, con potenza di circa 1.5 MWp, non raggiunge in nessun mese una produzione sufficiente a coprire i fabbisogni mensili dell'aeroporto: la generazione resta sistematicamente minore ai consumi e la curva della produzione rimane sempre al di sotto di quella di carico. Anche nelle ore centrali estive, quando l'irraggiamento è massimo, l'aeroporto continua a prelevare energia dalla rete: si possono infatti osservare riduzioni del prelievo dalla rete, ma non un surplus tale da garantire la copertura integrale e continuativa del carico.

L'accumulo da progettare, non essendo presenti mesi con produzione superiore ai consumi, non sarà di tipo stagionale, ma sarà focalizzato su orizzonti temporali di poche ore legati alle eccedenze diurne.

Il quadro ricostruito è coerente con i dati pubblici di Sagat: il sistema fotovoltaico sulle coperture del terminal consente di ottenere una produzione annua superiore a 1.7 GWh, pari circa al 14% dei fabbisogni elettrici annuali dell'aeroporto. Un valore di questa grandezza implica un fattore di capacità dell'impianto fotovoltaico dell'ordine del 12% e conferma che, allo stato attuale, il fotovoltaico contribuisce in modo significativo alla gestione energetica dello scalo ma non è sufficiente per l'autosufficienza energetica senza ulteriori ampliamenti dell'impianto e senza il conseguente inserimento di un accumulo.<sup>3</sup>

La rappresentazione attraverso il seguente Carpet Plot mostra l'intensità oraria di produzione del fotovoltaico, con i giorni dell'anno sulle ordinate e le ore del giorno sulle ascisse.

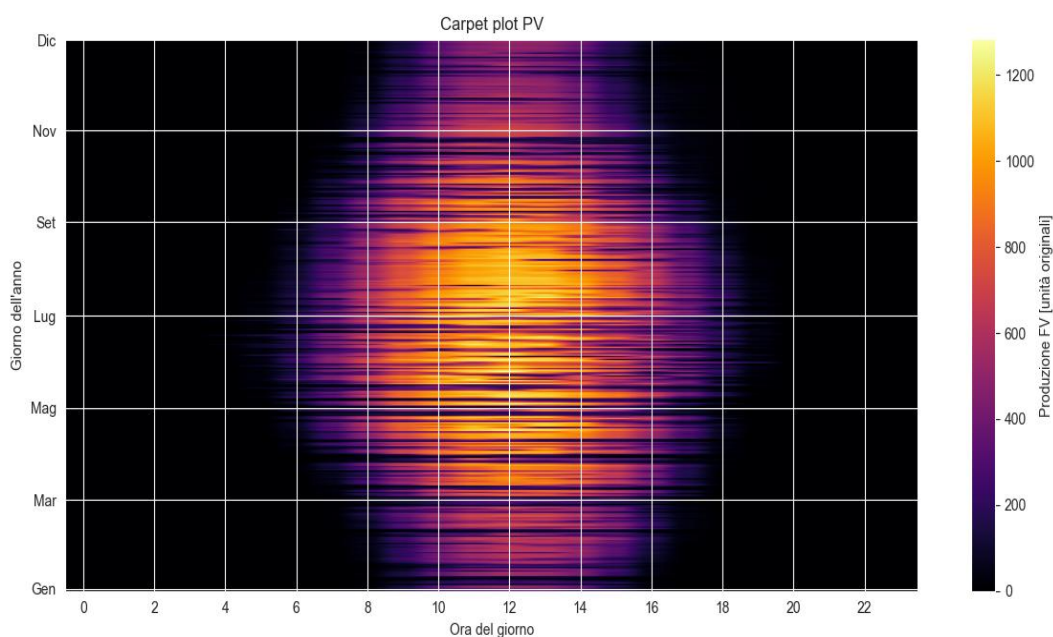


Figura 2: Carpet plot dell'intensità di produzione del fotovoltaico

Il grafico evidenzia tre aspetti chiave:

- 1) La forte stagionalità del fotovoltaico: il colore giallo-arancio più intenso si concentra tra fine primavera e inizio autunno, quando l'irraggiamento solare è maggiore. Nei mesi invernali la zona colorata si assottiglia e i livelli di produzione restano bassi per gran parte della giornata
- 2) La natura intra-giornaliera della generazione: la fascia attiva si apre al mattino, cresce fino al massimo nelle ore centrali della giornata e decresce fino a chiudersi la sera. La larghezza e la posizione della campana cambiano lungo l'anno, con albe anticipati e tramonti posticipati in estate e viceversa in inverno.
- 3) L'intermittenza della fonte solare: le bande più scure all'interno dei mesi estivi indicano passaggi nuvolosi e variabilità rapida, mentre le giornate assolate appaiono come strisce più brillanti e uniformi

## 2.2 Analisi dei profili di domanda e di produzione

A partire dal consumo orario annuale del 2024 è stato necessario individuare alcuni profili di produzione e di domanda tali da poter rappresentare in modo significativo l'intero anno, così da poter effettuare in modo semplificato la rappresentazione degli scenari futuri di produzione tramite fotovoltaico e l'ottimizzazione dell'accumulo.

### 2.2.1 Identificazione giorni rappresentativi: Metodo K-Means

Per l'identificazione dei giorni rappresentativi si è utilizzato il software PyCharm, tramite cui si è sviluppato uno script che assumesse come input la produzione oraria di fotovoltaico dell'intero anno 2024 e restituisse in output i quattro giorni più rappresentativi con il loro peso percentuale rispetto all'anno. Si è scelto di impostare l'analisi sui profili di produzione fotovoltaica, anziché sulla domanda elettrica dell'aeroporto, per mettere in evidenza la variabilità stagionale della risorsa solare. La domanda, caratterizzata da un andamento relativamente stabile, è stata utilizzata in un secondo momento in corrispondenza dei giorni rappresentativi per calcolare i bilanci energetici e le grandezze "relative" (es. surplus/deficit) associate a ciascun giorno.

In particolare, per ciascun giorno è stato costruito un profilo orario a 24 componenti applicando l'interpolazione intra-day: eventuali lacune sono state ricostruite esclusivamente tra misure adiacenti appartenenti allo stesso giorno, evitando l'introduzione di bias inter-giornalieri. Successivamente, in fase di pre-processing sono stati imposti vincoli fisici, come l'eventuale esclusione dei valori di fotovoltaico negativi, e si è proceduto all'individuazione e rimozione degli outliers per ora del giorno: per ogni ora  $h$  si sono stimate media e deviazione standard sulla serie dei soli valori riferiti a quella specifica ora  $h$  dell'anno, marcando come anomali i punti oltre alla soglia statistica di  $\pm 3\sigma$  e sostituendoli con valori ottenuti tramite interpolazione locale. La scelta "per-ora" ha evitato che la diversa variabilità diurna-notturna del fotovoltaico distorcesse l'identificazione degli outliers.

I profili sono stati poi raggruppati tramite metodo di apprendimento non supervisionato di tipo K-Means. L'algoritmo è una tecnica di clustering partitivo che ha l'obiettivo di suddividere un insieme di osservazioni in  $k$  gruppi omogenei, detti cluster, in modo da minimizzare la somma delle distanze quadratiche tra i punti e il centroide del cluster di appartenenza. L'algoritmo K-Means procede in maniera iterativa secondo la seguente logica:

1. Inizializzazione: vengono scelti casualmente  $k$  centroidi iniziali nello spazio delle variabili, in questo caso ciascun vettore giornaliero di ventiquattro componenti corrisponde ad un punto nello spazio a ventiquattro dimensioni
2. Assegnazione: ogni osservazione è associata al cluster il cui centroide è più vicino in base alla distanza euclidea tra il vettore dei dati e i centroidi attuali
3. Aggiornamento: per ciascun cluster, il centroide viene ricalcolato come la media aritmetica dei vettori appartenenti al gruppo, spostando così il baricentro verso la nuova posizione media

4. Iterazione: le fasi di assegnazione e iterazione vengono ripetute fino alla convergenza, ovvero finché i centroidi non cambiano più posizione o finché l'assegnazione delle osservazioni ai cluster rimane invariata.

Nel presente caso, i profili giornalieri del fotovoltaico sono stati trattati come vettori di ventiquattro componenti e raggruppati tramite K-Means con distanza euclidea, senza applicare alcuna normalizzazione. Tale scelta permette all'algoritmo di cogliere simultaneamente la forma e l'intensità del profilo giornaliero, garantendo che la variabilità stagionale della produzione sia coerentemente rappresentata.

Per ciascun cluster è stato poi selezionato il giorno rappresentativo come l'osservazione reale avente la minima distanza euclidea dal centroide del proprio cluster e ne è stata quantificata la quota giorni associata, utile per ponderare i risultati nelle successive fasi di analisi.

Per validare la scelta del numero di cluster da utilizzare, è stata condotta una valutazione preliminare mediante due approcci complementari: il metodo di Elbow e l'indice di silhouette. Entrambi i metodi sono stati applicati ai profili di produzione fotovoltaica per valori di  $k$  compresi tra due e nove, con l'obiettivo di individuare il numero di gruppi che garantisca il miglior equilibrio tra la qualità del clustering e la semplicità interpretativa.

Il metodo di Elbow valuta la somma delle distanze quadratiche intra-cluster, ovvero l'inertia, cioè la misura della compattezza interna dei gruppi: valori bassi indicano cluster più omogenei e coerenti, mentre valori elevati denotano una maggiore dispersione dei punti rispetto al proprio centroide.

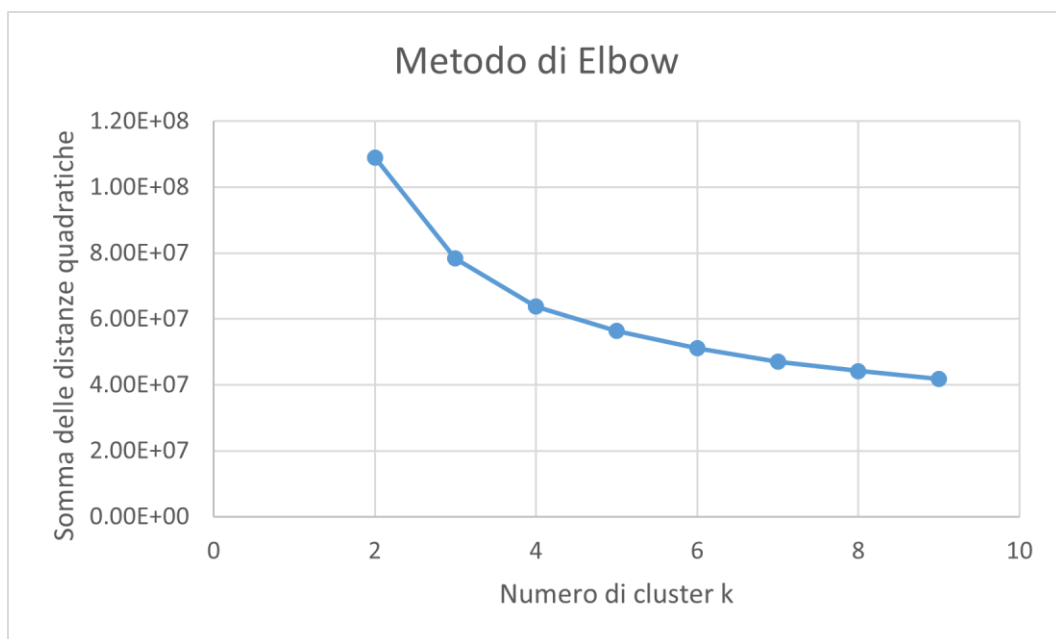


Figura 3: Metodo di Elbow per l'identificazione del numero di cluster  $k$

Il grafico riportato mostra l'andamento dell'inertia al variare del numero di cluster. Si osserva una riduzione molto marcata passando da  $k=2$  a  $k=4$ , seguita da un appiattimento evidente della curva per valori superiori. Tale comportamento indica che, oltre i quattro cluster, il

miglioramento nella compattezza dei gruppi diventa marginale rispetto all'aumento della complessità del modello. Pertanto, il gomito della curva è chiaramente individuabile intorno al valore di  $k$  pari a quattro, suggerendo questo valore come ottimale.

L'indice di silhouette, invece, misura la coerenza di appartenenza dei punti ai cluster, confrontando per ciascun elemento la distanza media dai punti dello stesso cluster con quella dai punti del cluster più vicino. Il valore dell'indice varia tra -1 e +1: valori prossimi a +1 indicano punti ben assegnati e cluster ben separati, valori prossimi a 0 denotano punti al confine tra gruppi, mentre valori negativi segnalano assegnazioni non corrette.

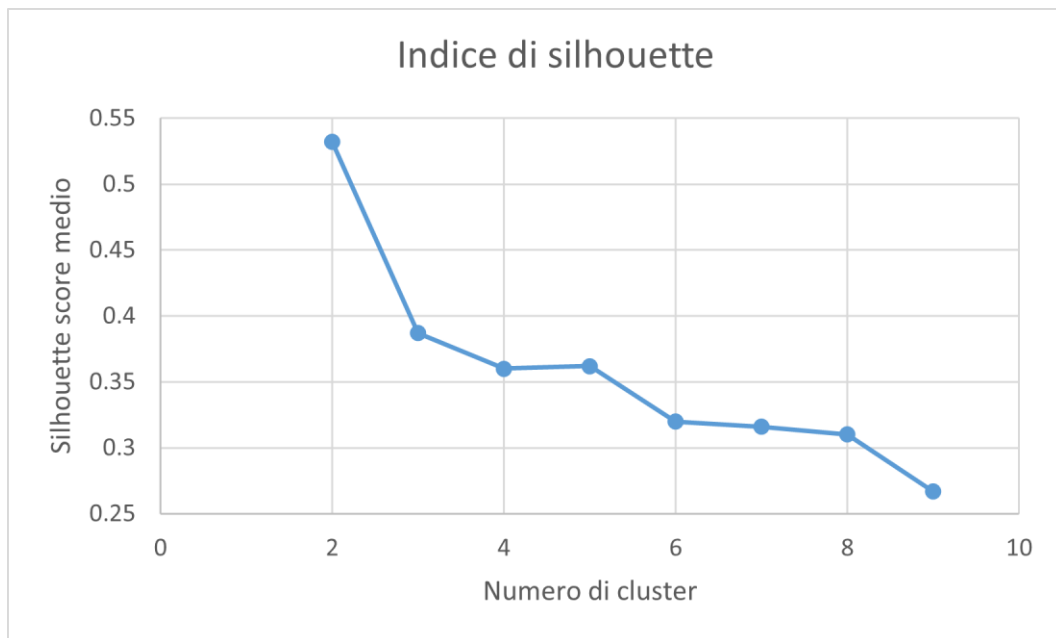


Figura 4: Indice di silhouette per l'identificazione del numero di cluster  $k$

L'analisi dell'indice di silhouette conferma la stessa tendenza mostrata dal metodo di Elbow. Il valore massimo dell'indice si registra per  $k=2$ , ma in tale configurazione i cluster risultano eccessivamente generici, incapaci di rappresentare la variabilità stagionale della produzione fotovoltaica. Per valori di  $k$  compresi tra 4 e 5 l'indice si stabilizza su valori medi di circa 0.36, evidenziando un buon equilibrio tra la separabilità dei cluster e l'omogeneità interna, mentre per  $k>5$  la qualità del clustering diminuisce progressivamente.

Combinando le evidenze dei due metodi, si è scelto di adottare  $k=4$  come numero di cluster ottimale. Tale valore consente di rappresentare in modo sintetico ma coerente le principali condizioni stagionali e meteorologiche dell'anno, garantendo al contempo una buona interpretabilità fisica dei risultati e una riduzione significativa della varianza residua.

I quattro cluster individuati costituiscono dunque le classi di riferimento per la selezione dei giorni rappresentativi utilizzati nelle fasi successive dell'analisi energetica e del dimensionamento dell'accumulo.

## 2.2.2 Descrizione dei giorni rappresentativi

I quattro giorni identificati attraverso la minima distanza euclidea dal centroide del proprio cluster e i relativi pesi espressi attraverso il numero di giorni rappresentati in un anno sono i seguenti:

Giorni rappresentativi	Numero di giorni rappresentati in un anno
20 agosto	100
11 ottobre	74
24 ottobre	73
15 novembre	119

Tabella 1: giorni rappresentativi e numero di giorni rappresentati

I profili dei giorni identificati sono i seguenti:

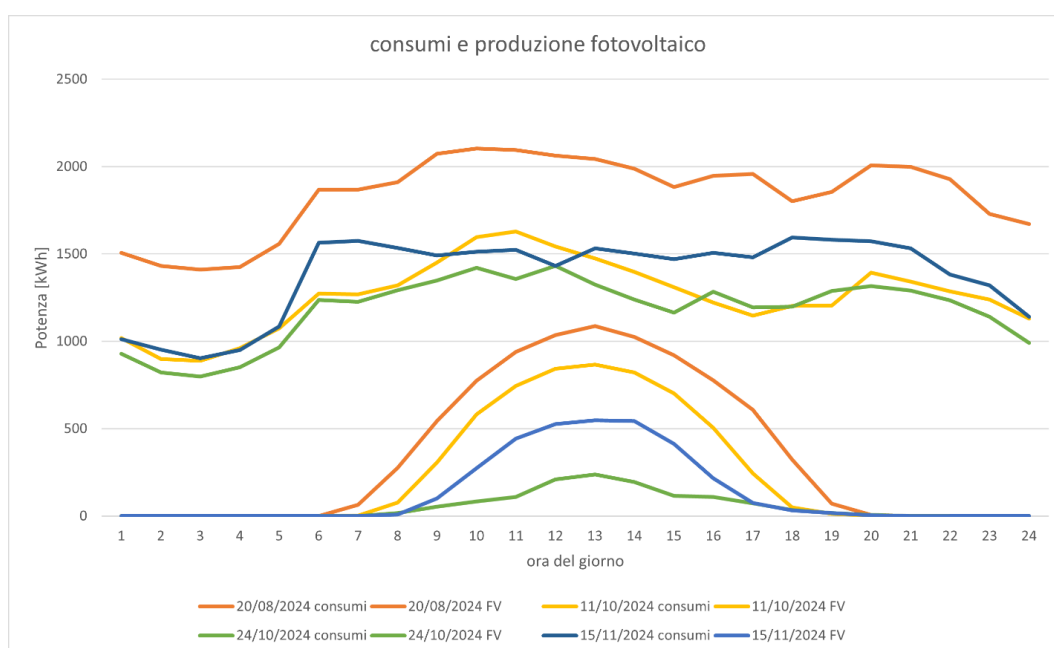
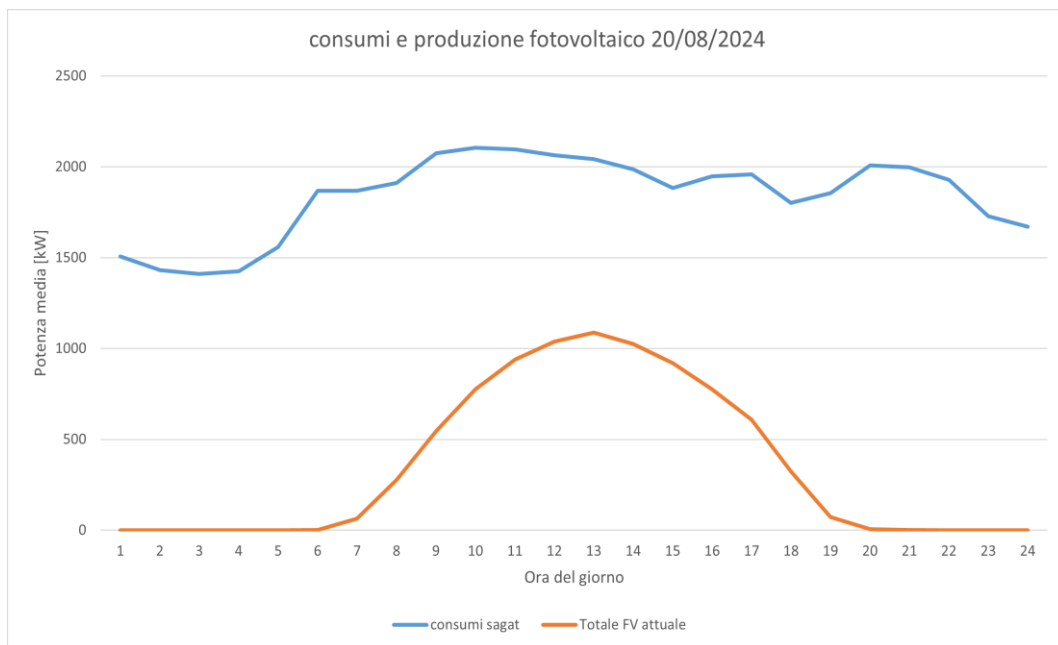


Figura 5: consumi e produzione FV dei giorni rappresentativi

I quattro profili orari selezionati descrivono bene l'evoluzione stagionale dell'anno: il 20 agosto (nel grafico la curva arancione), giornata soleggiata con temperature tra 20 e 31 °C e peso di 100 giorni ( $\approx 27,3\%$ ), rappresenta l'estate, con produzione FV ampia e persistente nelle ore centrali e consumi elevati lungo gran parte della giornata a causa delle temperature estive elevate; l'11 ottobre (nel grafico la curva gialla), giorno soleggiato con temperature di 10–21 °C e peso di 74 giorni ( $\approx 20,2\%$ ), ritrae una mezza stagione "alta", in cui la campana FV si riduce ma resta ben definita e la domanda diminuisce nel corso del pomeriggio; il 24 ottobre (rappresentato in verde), giornata caratterizzata da cielo nuvoloso e pioggia, con una temperatura tra i 15–17 °C e peso 73 giorni ( $\approx 19,9\%$ ), restituisce la mezza stagione "bassa", con finestra solare accorciata e picchi FV più contenuti, a fronte di consumi mediamente leggermente inferiori rispetto alla mezza stagione "alta"; il 15 novembre (rappresentato in blu), giorno soleggiato e con la temperatura tra i 2–13 °C e peso 119 giorni ( $\approx 32,5\%$ ), rappresenta la stagione invernale, con contributo FV limitato alle ore centrali e domanda che permane rilevante nelle ore di buio a causa della bassa

temperatura esterna. Considerando i pesi sul totale di 366 giorni del 2024, emerge che circa un terzo dell'anno è ben descritto da condizioni invernali (15/11), poco più di un quarto da condizioni estive (20/08) e il restante ~40% dalle mezze stagioni (11/10 e 24/10). L'analisi comparativa separa chiaramente l'evoluzione del fotovoltaico, che passando da agosto a novembre mostra una campana progressivamente più bassa e più corta con una specifica variante perturbata dal mal tempo rappresentata dal 24 ottobre, e quella dei consumi, che presentano un profilo relativamente stabile ma con livelli più contenuti nelle mezze stagioni grazie alla temperatura più mite.

Per maggiore chiarezza visiva, si riportano di seguito i 4 giorni selezionati separatamente, con i rispettivi consumi e con la rispettiva produzione FV:



*Figura 6: profili di consumo e produzione del 20 agosto*



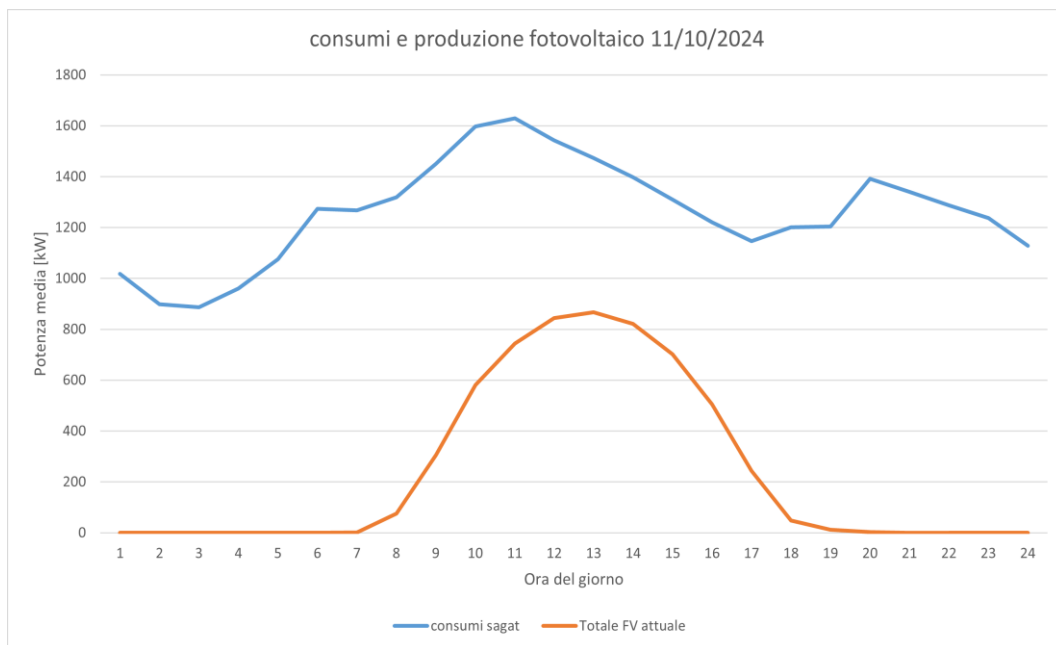


Figura 7: profili di consumo e produzione dell'11 ottobre

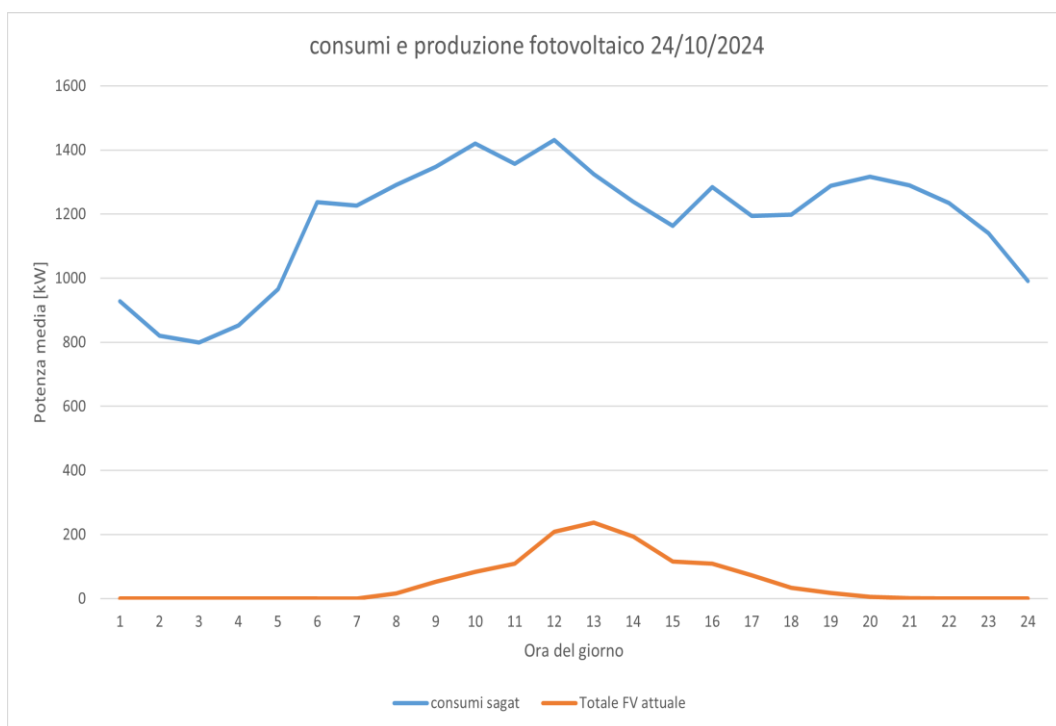


Figura 8: profili di consumo e produzione del 24 ottobre

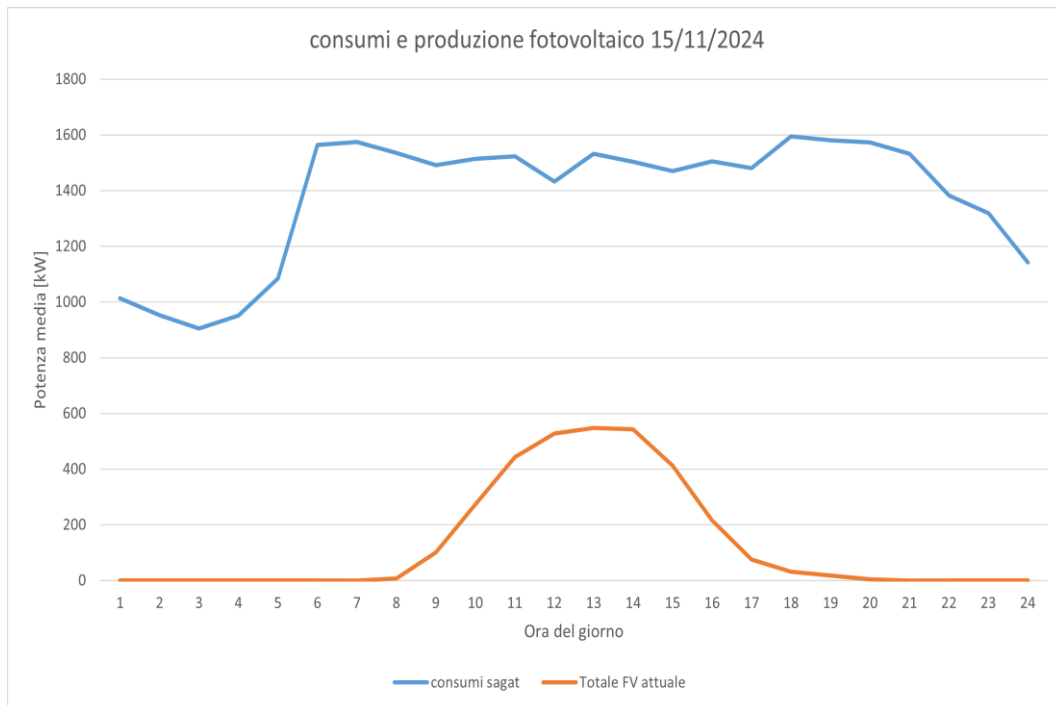


Figura 9: profili di consumo e produzione del 15 novembre

È importante sottolineare come, in ognuno dei giorni rappresentativi, con l'attuale impianto fotovoltaico ci sia una notevole distanza tra la richiesta di energia e la possibile produzione di fotovoltaico. Di conseguenza, è evidente che attualmente non vi sia necessità di un impianto di accumulo, in quanto tutta l'energia prodotta è istantaneamente consumata. Per questa motivazione, si analizzano ora alcuni possibili scenari di espansione dell'impianto per valutare la convenienza di installare un accumulo.

## 2.3 Produzione potenziale del fotovoltaico

Coerentemente con la road map realizzata dall'aeroporto di Torino, al fine di raggiungere la neutralità carbonica, la società Sagat prevede di aumentare l'autoproduzione di energia tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili nei prossimi anni. In particolare, è già in fase di attuazione l'espansione dell'impianto fotovoltaico dagli attuali 1.5 MWp.

L'obiettivo della presente analisi tecnico economica è analizzare diversi scenari di ampliamento del fotovoltaico per determinare, in ogni scenario considerato, la convenienza economica dell'installazione di sistemi di accumulo.

Si sono analizzati tre livelli di ampliamento futuri dell'impianto fotovoltaico, assumendo in modo conservativo che i consumi dell'aeroporto rimangano tali per i prossimi 20 anni. Quest'ipotesi è conservativa considerando che nel corso degli ultimi sedici anni, grazie a tutti i progetti conclusi di efficientamento energetico, il consumo elettrico annuo si è più che dimezzata e tenendo in considerazione che attualmente l'aeroporto è sovradimensionato rispetto al numero di passeggeri che transitano effettivamente nell'aeroporto, motivo per cui un

aumento di passeggeri futuro non comporterebbe direttamente un aumento dei consumi dello scalo.<sup>4</sup>

Si sono considerate cinque diverse time line di realizzazione dell'impianto fotovoltaico:

- 1) Scenario base: la dimensione dell'impianto rimane uguale a quella attuale senza nessuna espansione
- 2) Scenario 3 MWp: entro i prossimi due anni si raddoppia la dimensione dell'impianto fino ad arrivare a 3 MWp
- 3) Scenario 5 MWp: entro i prossimi due anni raddoppia la dimensione dell'impianto ed entro i prossimi 4 anni arriva fino a 5 MWp
- 4) Scenario 7 MWp: entro i prossimi due anni raddoppia la dimensione dell'impianto, entro i prossimi 4 anni arriva fino a 5 MWp e dopo ulteriori 2 anni raggiunge la potenza finale di 7 MWp.
- 5) Scenario 10 MWp: prevede gli stessi step di ampliamento del caso precedente con un ulteriore finale step all'ottavo anno per arrivare alla potenza complessiva di 10 MWp

Si riporta attraverso il seguente grafico l'andamento della produzione dell'impianto fotovoltaico comparando le diverse dimensioni future ipotizzate:

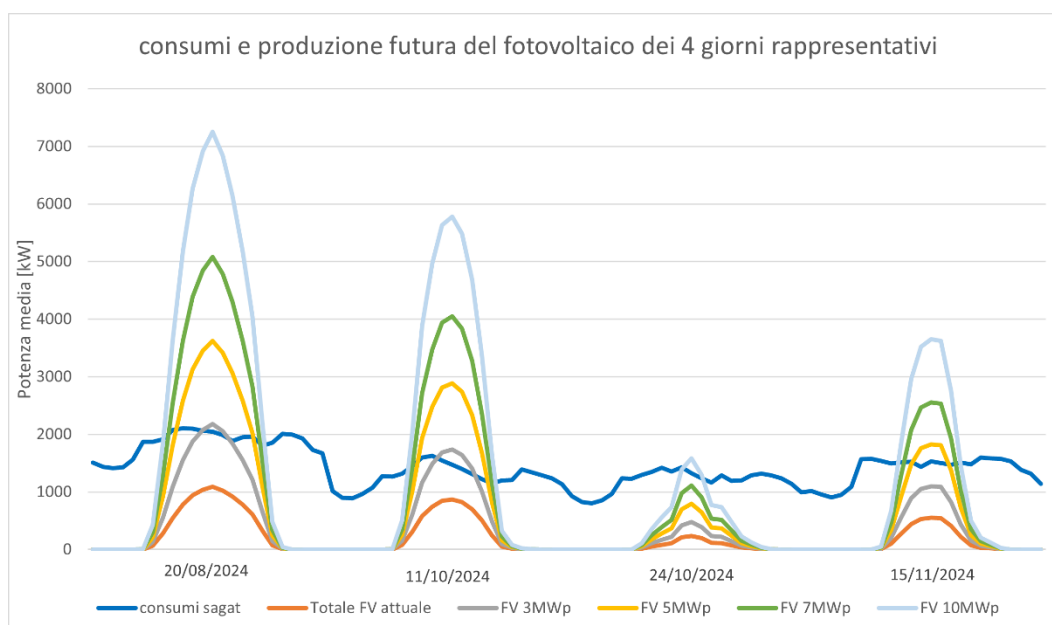


Figura 10: rappresentazione profili di consumo e produzione futuri

Il grafico accosta quattro giornate rappresentative e sovrappone, per ciascuna, il profilo dei consumi totali dell'aeroporto e la produzione fotovoltaica simulata per le taglie attuale, 3 MWp, 5 MWp, 7 MWp e 10 MWp.

Si può analizzare come indipendentemente dalla giornata rappresentativa presa in considerazione, con un impianto fino a 3 MWp la curva dei consumi Sagat rimane sempre al di sopra della curva che rappresenta la produzione, con due piccole eccezioni che rappresentano

dei surplus sostanzialmente trascurabili in estate (20/08) e nella mezza stagione soleggiata (11/10).

Inoltre, nelle giornate nuvolose di mezza stagione, rappresentate dal giorno 24 ottobre, l'irraggiamento solare è così basso che anche con un impianto di 7 MWp non si riesce ad ottenere del surplus.

Se si analizzano gli altri tre giorni rappresentativi, dalla potenza di 5 MWp in poi si hanno dei surplus evidenti rispetto alla richiesta energetica dell'aeroporto. È quindi interessante studiare il dimensionamento di un sistema di accumulo capace di immagazzinare il surplus presente nelle ore centrali della giornata per fornirlo nelle ore serali, in modo da aumentare l'autoconsumo e l'autosufficienza dell'aeroporto.

Si riportano di seguito i grafici che rappresentano ora per ora la differenza di energia tra domanda e offerta, in modo da evidenziare con maggior chiarezza l'entità del surplus e del deficit nei diversi giorni rappresentativi.

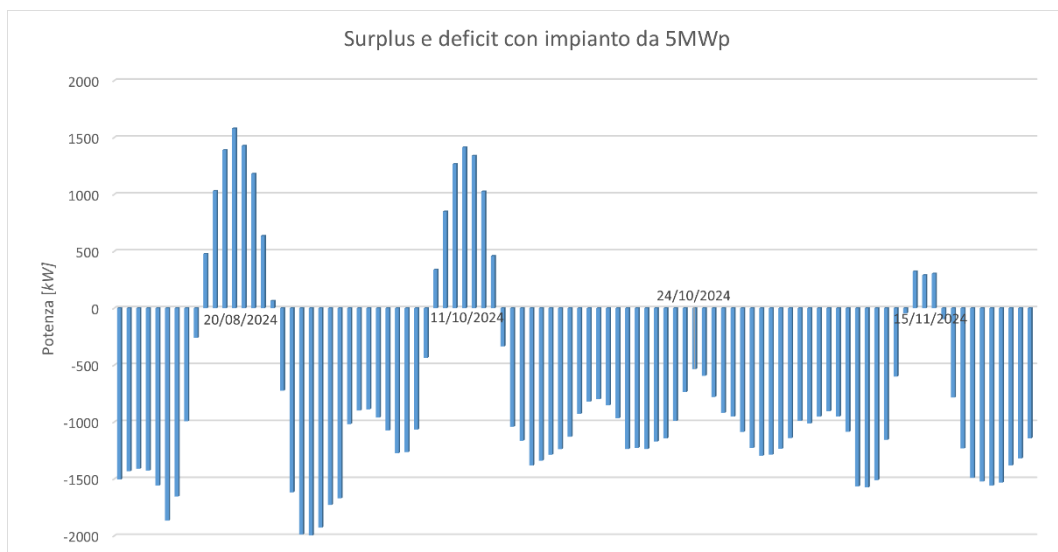
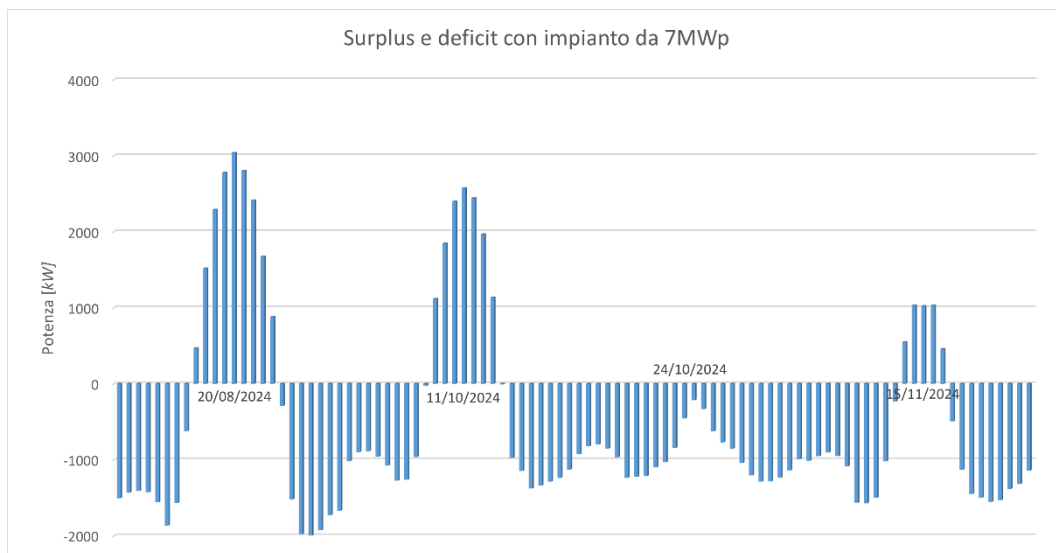
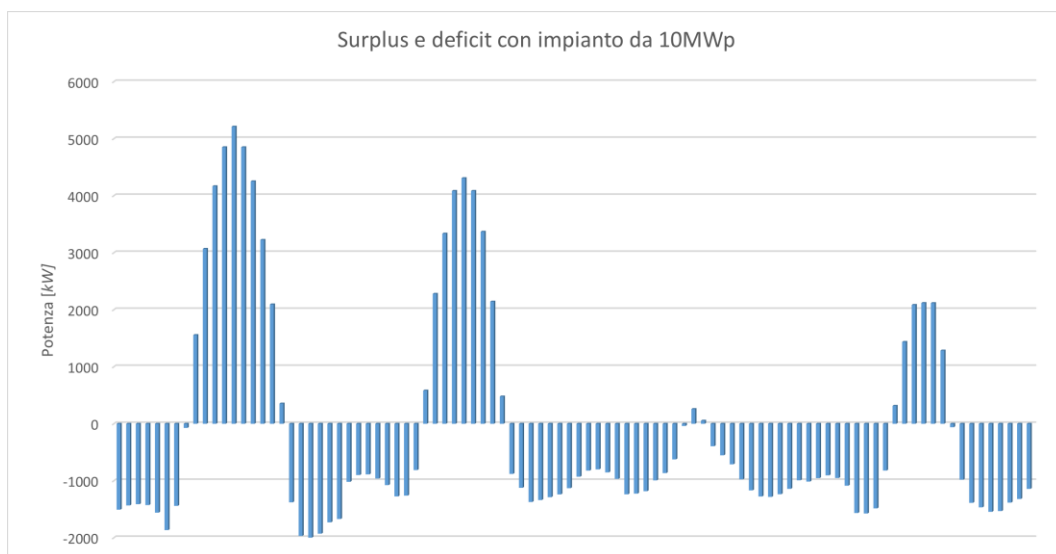


Figura 11: Surplus e deficit dei 4 giorni rappresentativi con impianto da 5 MWp



*Figura 12: Surplus e deficit dei 4 giorni rappresentativi con impianto da 7 MWp*



*Figura 13: Surplus e deficit dei 4 giorni rappresentativi con impianto da 10 MWp*

## 3 Tecnologie di accumulo energetico

### 3.1 Panoramica delle principali tecnologie

Il fotovoltaico, così come le altre fonti rinnovabili non programmabili, è caratterizzato da una produzione di energia intrinsecamente variabile e intermittente, legata a fattori naturali non controllabili, come l'irraggiamento solare o la presenza di nuvolosità. In particolare, un impianto fotovoltaico mostra un tipico andamento giornaliero a campana: la produzione cresce progressivamente nelle ore del mattino, raggiunge il picco massimo nelle ore centrali della giornata, per poi diminuire nel pomeriggio fino ad azzerarsi al tramonto.

Questa dinamica, tuttavia, non coincide quasi mai con l'andamento della domanda elettrica. Nelle ore in cui l'impianto produce in eccesso rispetto ai consumi si genera un surplus energetico, che rischia di essere disperso o immesso in rete a basso valore economico; al contrario, nelle ore serali o notturne, quando la produzione fotovoltaica è nulla, la domanda di energia può rimanere comunque elevata, costringendo a ricorrere ad altre fonti di approvvigionamento.

Tale disallineamento tra produzione e consumo rappresenta una delle principali criticità nello sfruttamento diffuso del fotovoltaico e delle rinnovabili variabili. Per superare questo limite e garantire affidabilità, continuità e stabilità, risultano fondamentali i sistemi di accumulo dell'energia (Energy Storage Systems, ESS). Essi permettono infatti di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso nei momenti di bassa domanda e di rilasciarla nei periodi di maggiore necessità, migliorando così l'autoconsumo, la resilienza dei sistemi e l'integrazione complessiva delle fonti rinnovabili nel mix energetico.

In seguito, verrà presentata una panoramica delle diverse tecnologie di accumulo oggi disponibili, suddivise per principi di funzionamento e caratteristiche tecniche, evidenziandone i vantaggi e i limiti principali.

Le principali tipologie di ESS sono: meccanici, elettrici, termici ed elettrochimici.

Gli storage meccanici rappresentano una delle più importanti e consolidate famiglie di sistemi di stoccaggio dell'energia, basata sulla conversione dell'energia elettrica in energia potenziale o cinetica pronta per una successiva riconversione in elettricità. Si distinguono diversi accumuli meccanici, ciascuno con caratteristiche specifiche in termini di tempi di risposta, durata dell'accumulo e condizioni di installazione.

Il pompaggio idroelettrico (PHES) è la tecnologia meccanica più matura e diffusa. Nei periodi di bassa domanda o di eccesso di produzione, l'acqua viene pompata dal bacino inferiore a quello superiore immagazzinando l'energia sotto forma di energia potenziale, per poi sfruttarla utilizzando impianti idroelettrici. Questa tecnologia è particolarmente adatta per l'accumulo di

lunga durata e su larga scala, ma richiede una conformazione topografica adeguata e risorse idriche disponibili, oltre a presentare costi iniziali elevati.<sup>5</sup>

Un'altra tecnologia è l'accumulo di aria compressa (CAES), che sfrutta cavità sotterranee o serbatoi per immagazzinare aria compressa nei momenti di surplus energetico per poi rilasciarla quando richiesto. È un sistema adatto a compensare l'intermittenza del fotovoltaico, garantendo accumulo di grande scala e di lunga durata, ma richiede la disponibilità di formazioni geologiche idonee e investimenti consistenti per la costruzione delle infrastrutture necessarie.<sup>6</sup> Infine, tra le tipologie di accumulo meccanico si annoverano i volani, che si basano sull'accumulo di energia cinetica rotazionale. Questi forniscono un'elevata rapidità di risposta ma nel tempo subiscono grandi perdite legate all'attrito e alla dissipazione<sup>7</sup>.

Gli accumuli elettrici comprendono un insieme di tecnologie che sfruttano fenomeni elettrostatici o elettromagnetici per immagazzinare e rilasciare energia. Si tratta generalmente di sistemi caratterizzati da tempi di risposta molto rapidi e da un'elevata efficienza, anche se nella maggior parte dei casi non sono pensati per accumuli di lunga durata o di grandissima scala.

Tra questi, i supercondensatori (SES) rappresentano una delle soluzioni più promettenti per applicazioni che richiedono rapidità. Essi operano in modo simile ai condensatori convenzionali, ma con densità energetiche molto più elevate, che consentono di accumulare e restituire grandi quantità di energia in pochi secondi. Sono particolarmente utili, ad esempio, nella stabilizzazione della rete o nella frenata rigenerativa dei veicoli elettrici.<sup>8</sup>

I sistemi di accumulo magnetico superconduttivo (SMES) si basano invece su una bobina realizzata con materiali superconduttori, mantenuti a bassissime temperature grazie a sistemi criogenici. Quando attraversata da corrente, la bobina genera un campo magnetico che immagazzina energia, restituibile all'occorrenza. Si tratta di una tecnologia con prestazioni eccezionali in termini di rapidità ed efficienza, ma limitata dall'elevata complessità tecnica e dai costi di gestione.<sup>9</sup>

Un'altra forma di accumulo è quella dei condensatori tradizionali, che conservano energia all'interno di un campo elettrico generato da due piastre conduttrici separate da un dielettrico. Pur avendo densità energetiche inferiori rispetto ai supercondensatori, rappresentano una soluzione semplice ed efficace in specifici contesti applicativi.<sup>10</sup>

Per quanto riguarda i sistemi di accumulo termico (TES), essi trovano impiego nella generazione elettrica, nei processi industriali e nella climatizzazione degli edifici. Questi sistemi utilizzano diversi mezzi di accumulo, come acqua, sali fusi o materiali a cambiamento di fase, che trattengono calore da rilasciare quando necessario. Il TES è particolarmente interessante perché consente di coniugare l'accumulo con la produzione di energia termica ed elettrica, offrendo flessibilità e potenzialità di integrazione in diversi settori.<sup>11</sup>

I sistemi di stoccaggio elettrochimici comportano diversi vantaggi: coprono un range elevato di potenza ed energia, sono scalabili e modulari e hanno un'alta efficienza. Di contro, spesso comportano un ciclo di vita limitato e degli elevati costi di investimento.

Una famiglia rilevante di accumuli elettrochimici è costituita dalle batterie (Battery Energy Storage Systems, BESS), in cui l'energia è immagazzinata in specie redox e, in scarica, un circuito esterno raccoglie il flusso di elettroni per alimentare i carichi. Nelle applicazioni stazionarie sono largamente impiegate soluzioni piombo-acido, ioni di litio e sodio-zolfo, con diversi compromessi tra costo, efficienza, densità energetica, requisiti operativi e manutenzione.<sup>12</sup>

Accanto a queste, le batterie a flusso (redox flow batteries, RFB) rappresentano un filone distinto: l'energia risiede in elettroliti liquidi in serbatoi esterni mentre la potenza è determinata dall'elettrodo/stack, permettendo di scalare indipendentemente energia e potenza. La letteratura ne evidenzia i vantaggi (sicurezza, lunga vita ciclica, sostituibilità dell'elettrolita) e le sfide ancora aperte (costi dei materiali/ membrane, ottimizzazione delle perdite di sistema). Queste caratteristiche le rendono candidate naturali per lo energy shifting da rinnovabili e per servizi di rete su più ore.<sup>13</sup>

All'interno delle RFB, le batterie a flusso di vanadio (VRFB) sono la chimica più studiata e vicina alla maturità tecnologica, grazie all'uso di un unico elemento attivo in entrambi i serbatoi: le reviews riportano efficienze in esercizio di laboratorio tipicamente 70–90% e densità energetiche ancora moderate, compatibili con impianti stazionari su area dedicata. Sebbene la tecnologia sia consolidata a livello di prototipi e installazioni pilota/commerciali, sono tutt'ora oggetto di ricerca l'aumento della densità energetica dell'elettrolita, la riduzione delle perdite ohmiche e il contenimento dei costi di vanadio e membrane.<sup>14</sup>

Le batterie a flusso di ferro (IFB) puntano a materiali ampiamente disponibili e a basso costo e sono quindi considerate una via potenzialmente economica nell'ambito delle RFB. Pur essendo ancora in fase di studio sotto il profilo prestazionale e impiantistico, hanno già trovato applicazione dimostrativa: l'aeroporto di Amsterdam Schiphol ha installato e messo in esercizio un'unità iron-flow per l'elettrificazione delle operazioni a terra (e-GPU), nell'ambito del programma europeo TULIPS. Il caso evidenzia l'interesse per soluzioni long-duration in contesti infrastrutturali complessi, a supporto della decarbonizzazione air-side.<sup>15</sup>

### **3.2 Criteri di selezione per contesti aeroportuali**

La scelta della tecnologia di accumulo da inserire in un contesto aeroportuale non si basa soltanto su parametri tecnici come potenza ed energia, ma considera un insieme di criteri specifici legati all'operatività, alla sicurezza e a vincoli infrastrutturali tipici di questi ambienti complessi.

Un primo elemento fondamentale è la sicurezza. Infatti, gli aeroporti sono aree ad elevata criticità, con presenza di grandi flussi di passeggeri e di infrastrutture sensibili che impongono la selezione di sistemi di accumulo sicuri, con basso rischio di incendio o di fughe di sostanze pericolose. Per questo motivo, le batterie agli ioni di litio, che sono ad oggi la tecnologia di accumulo più diffusa, presentano potenziali rischi legati a fenomeni come il surriscaldamento o il thermal runaway. Tuttavia, recenti studi hanno delineato efficaci strategie di prevenzione, come sistemi di gestione termica avanzata e contenimento delle celle sensibili, che ne consentono l'utilizzo in sicurezza anche in contesti complessi come gli aeroporti.<sup>16</sup> Tecnologie come le batterie



a flusso di ferro offrono un profilo intrinsecamente più sicuro, grazie alla loro non tossicità e minore infiammabilità, risultando quindi interessanti per applicazioni future in contesti ad alta criticità.<sup>17</sup>

Il secondo aspetto riguarda lo spazio disponibile e la morfologia del territorio. Le soluzioni con alta densità energetica permettono installazioni compatte. Al contrario, tecnologie meccaniche come il pompaggio idroelettrico o il CAES, pur garantendo accumulo di lunga durata, sono incompatibili con gli spazi limitati di un'infrastruttura aeroportuale e con le condizioni morfologiche.

Un ulteriore criterio è la manutenzione. A seconda della tipologia di accumulo, possono variare sia i costi di manutenzione che la vita da calendario; ad esempio, il pompaggio idroelettrico ha costi operativi tipicamente compresi tra l'1-4% dell'investimento iniziale e durate pluridecennali<sup>18</sup>, mentre i CAES hanno una maggiore complessità operativa e manutentiva ma presentano anch'essi una durabilità impiantistica molto elevata.<sup>19</sup> Per quanto riguarda invece gli accumuli elettrochimici, le batterie presentano costi di manutenzione annua nell'ordine dell'1% e una necessità di sostituzione a causa della durata da calendario non elevatissima, come ad esempio le batterie al litio.<sup>20</sup> All'interno del mondo delle batterie, per ridurre gli oneri manutentivi, si può quindi prediligere la scelta di batterie con un numero di cicli maggiore e quindi con una vita utile più duratura come i sistemi a flusso, sebbene questi presentino ancora costi iniziali elevati e ingombri elevati.<sup>21</sup>

Merita poi particolare attenzione anche il tempo di risposta, che deve essere valutato in funzione dell'obiettivo con cui si vuole installare l'accumulo. Se lo scopo è garantire la continuità elettrica in caso di emergenze, sono preferibili tecnologie con tempi di risposta molto rapidi come i supercondensatori o i volani<sup>22</sup>; invece, se l'obiettivo è massimizzare l'autoconsumo dell'energia rinnovabile prodotta, risultano più adeguate le batterie, poiché sono in grado di erogare energia per durate più prolungate.<sup>23</sup>

In un'ottica di programmazione a lungo periodo, risultano parametri importanti anche la scalabilità e la modularità. Gli aeroporti, infatti, sono infrastrutture in continua evoluzione, con fabbisogni energetici crescenti legati sia alla possibile espansione dei terminal sia all'aumento della quota di fotovoltaico installato. In questo senso, sistemi modulari come le batterie al litio e le redox flow consentono espansioni progressive delle capacità di accumulo senza dover sostituire l'impianto esistente.<sup>24</sup>

### **3.3 Identificazione delle tecnologie più idonee**

La selezione delle soluzioni di storage per l'aeroporto di Torino-Caselle è guidata da un bilanciamento tra maturità industriale, prestazioni tecniche, sicurezza e sostenibilità economica. Accanto alla progettazione basata su una tecnologia già consolidata, si prendono in considerazione alcune tecnologie in fase di sviluppo, così da delineare scenari futuri di applicazione che possano presentare potenziale interesse operativo ed economico nel medio periodo. Questo approccio consente sia di valutare la fattibilità immediata della progettazione

attraverso tecnologie già consolidate, sia la possibilità di progettare impianti basati su tecnologie emergenti.

In questo contesto, si è scelto l'accumulo elettrochimico, in particolare si sono selezionate tre batterie differenti:

- Le batterie agli ioni di litio (Li-Ion), tecnologia largamente consolidata e oggi predominante nei sistemi di accumulo ed in particolare nelle applicazioni di stoccaggio legate agli impianti fotovoltaici.
- Le batterie a flusso di ferro (IFB), emergenti e particolarmente promettenti per applicazioni stazionarie grazie al basso costo e alla lunga durata.
- Le Vanadium redox flow batteries (VRFB), tecnologia più matura e pronta a livello commerciale tra le batterie a flusso; in particolare, si valuta l'utilizzo del pentossido di vanadio come precursore per la sintesi dell'elettrolita, con elevate potenzialità di riduzione del costo dell'elettrolita e quindi della quota energia.

L'assetto di accumulo può essere impostato secondo diversi scenari gradualisti che contemplino o l'utilizzo esclusivo di sistemi Li-Ion oppure l'integrazione parziale di soluzioni a flusso al vanadio o al ferro. Infatti, poiché le batterie Li-Ion sono una tecnologia nettamente più matura, prontamente approvvigionabile e con prestazioni note in termini di efficienza e affidabilità, queste possono essere idonee a coprire il fabbisogno di base di stoccaggio; parallelamente si mantiene la possibilità di integrare i sistemi redox per scarichi più profondi e per la gestione del residuo surplus/deficit di energia, con l'obiettivo di incrementare la resilienza complessiva del sistema e di aprire a una futura diversificazione tecnologica dell'aeroporto.

In tale quadro, le IFB, come già citato, risultano già oggetto di sperimentazione applicativa nel settore aeroportuale: nell'ambito del programma europeo TULIPS, l'Amsterdam Schiphol ha avviato test operativi su un sistema IFB sviluppato dall'azienda americana ESS, destinato all'alimentazione delle attrezzature di rampa e degli e-GPU in aree remote dello scalo. Si tratta di un'unità containerizzata di circa 500 kWh impiegata per l'elettificazione delle operazioni a terra, in un'iniziativa parzialmente sostenuta da fondi europei e concepita come esempio replicabile nel contesto aeroportuale europeo.<sup>25</sup>

Per quanto riguarda le batterie a flusso al vanadio, esse restano una tecnologia promettente ma ancora in fase di diffusione limitata sul mercato: i segnali industriali sono in crescita e in Italia l'accesso ai sostegni pubblici è veicolato attraverso misure competitive di ricerca e innovazione, come l'iniziativa del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica nell'ambito di "Mission Innovation 2.0".<sup>26</sup> Ne consegue quindi che questa tecnologia sia più adatta a installazioni prototipali che a roll-out commerciali e dunque un suo utilizzo nell'ambito dell'aeroporto di Torino, come per le IFB, può essere al momento esclusivamente di sostegno rispetto alle batterie al litio.

Alla luce di queste considerazioni, è necessario analizzare il funzionamento, i parametri tecnici ed economici di ciascuna tecnologia, così da valutarne l'effettiva idoneità e il possibile ruolo nell'ambito del sistema di accumulo per l'aeroporto di Torino.

### 3.3.1 Batterie agli ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio sono la tecnologia di accumulo più diffusa al mondo, adottata in dispositivi elettronici, in veicoli elettrici e in impianti stazionari. Il loro funzionamento si basa sull'intercalazione reversibile degli ioni di litio, ovvero sulla possibilità degli ioni di entrare e uscire dalla struttura cristallina del materiale elettrodico senza distruggerla: durante la carica, gli ioni  $\text{Li}^+$  migrano dal catodo (generalmente composto da ossidi di metalli di transizione, ovvero composti chimici in cui l'ossigeno e un metallo, come cobalto, nichel o manganese formano una struttura stabile) verso l'anodo (tipicamente in grafite), mentre in scarica il processo avviene in senso inverso. Questo meccanismo fornisce una grande reversibilità e buone prestazioni elettrochimiche.<sup>27</sup>

La seguente figura illustra, a titolo esemplificativo, una cella  $\text{LiCoO}_2$  (LCO) e grafite: si tratta di un caso coerente con quanto descritto (catodo in ossido di metallo di transizione e anodo in grafite). Il principio di funzionamento mostrato è rappresentativo anche per le chimiche oggi più comuni nello storage stazionario (in particolare LFP e NMC), pur con differenze di materiali e prestazioni.

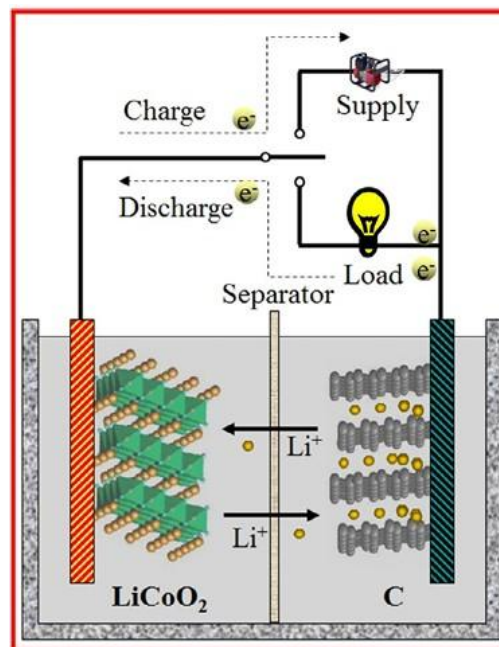


Figura 14: funzionamento batteria Li-Ion

Le Li-Ion dalla commercializzazione del 1991 offrono un continuo miglioramento in termini di densità energetica e costi; in particolare presentano una densità energetica compresa tra 150 e  $250 \frac{\text{Wh}}{\text{kg}}$  e un'efficienza round-trip superiore al 90%, con una vita utile tipica di 3.000-6.000 cicli a 80% DoD, mentre la tensione nominale delle celle si aggira intorno a 3,6-3,7 V.<sup>28</sup>

Come noto, un limite importante riguarda la sicurezza: essendo sistemi che contengono ossidante e combustibile nello stesso contenitore, sono soggetti a fenomeni di thermal runaway in caso di sovraccarico o surriscaldamento;<sup>29</sup> per questo motivo, il Battery Management system (BMS) e i sistemi di raffreddamento risultano fondamentali.

Dal punto di vista economico, le Li-Ion hanno visto un calo drastico dei costi al passare degli anni: il prezzo medio è sceso da oltre  $7500 \frac{\$}{kWh}$  nel 1991<sup>30</sup> agli attuali  $189 \frac{\$}{kWh}$ .<sup>31</sup>

Per questi sistemi, tuttavia, il costo totale non è solo legato all'energia: esiste una componente potenza ( $\frac{\$}{kW}$ ) riconducibile ai trasformatori, quadri MT/BT, cavi e protezioni, che per le batterie al litio si assesta a circa 211 \$/kW per sistemi utility-scale.<sup>32</sup>

Ciò ne fa oggi una tecnologia competitiva e consolidata, ideale per coprire il surplus di base dell'impianto fotovoltaico dell'aeroporto.

### 3.3.2 Batterie al flusso di ferro

Le redox flow battery (RFB) immagazzinano energia in due elettroliti liquidi contenuti in serbatoi separati e fatti circolare, tramite pompe, in un pacchetto celle (stack) dove avvengono le reazioni redox su elettrodi porosi separati da un separatore ione-selettivo. La potenza è principalmente funzione dello stack (numero/area di celle, densità di corrente), mentre l'energia dipende dal volume di elettrolita: ciò consente, in linea di principio, un disaccoppiamento progettuale tra potenza ed energia.

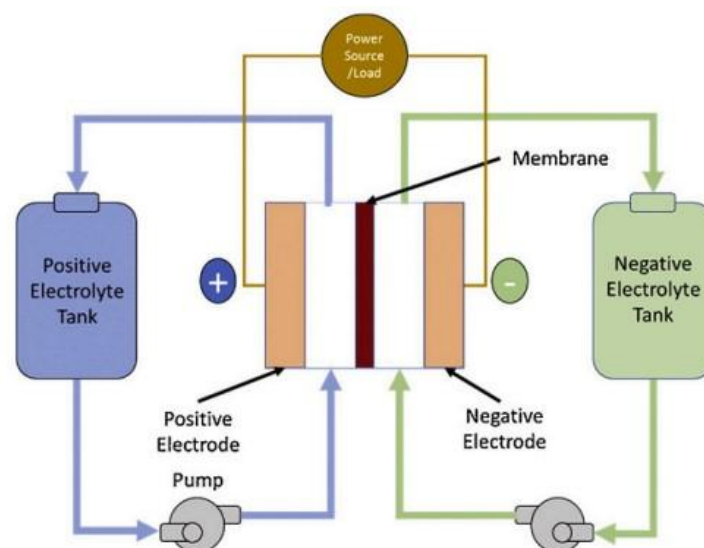
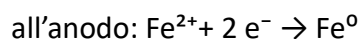
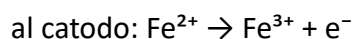


Figura 15: Schema funzionale generale delle RFB<sup>33</sup>

Le batterie al flusso di ferro (IFB) sono una tipologia di redox flow battery in cui il ferro è l'unico elemento attivo su entrambi i lati. Nella configurazione più comune, detta dissolution-deposition, nella fase di carica avviene l'ossidazione al catodo, mentre all'anodo avviene la riduzione.

Le reazioni chimiche sono le seguenti:



La combinazione dei potenziali standard fornisce una tensione teorica di 1.21 V.<sup>34</sup> In pratica, questo voltaggio relativamente basso implica che, a parità di potenza richiesta, la sezione potenza vada dimensionata o per correnti più alte oppure richiedendo aree maggiori rispetto ad altre tecnologie con voltaggi di cella più elevati come le batterie Li-Ion, mentre la capacità energetica si può scalare indipendentemente variando il volume dell'elettrolita.<sup>35</sup>

La scelta degli elettroliti è consolidata secondo la letteratura, con l'utilizzo tipicamente di soluzioni acquose di solfato ( $\text{FeSO}_4$ ) o di cloruro di ferro ( $\text{FeCl}_2$ ).<sup>36</sup>

Dal punto di vista fluidodinamico ed elettrico, le celle possono essere realizzate in configurazione flow-through (l'elettrolita attraversa l'elettrodo poroso, penetrando il suo spessore) o flow-over (l'elettrolita scorre sopra la superficie dell'elettrodo, tipicamente in canali dedicati): recenti studi comparativi su all-iron mostrano differenze marcate in perdite ohmiche, distribuzione del flusso, densità di potenza ed efficienze, con la flow-over che risulta favorita per minori cadute di pressione e migliore gestione delle reazioni di deposito, a parità di condizioni di prova e materiali.<sup>37</sup>

Le IFB sono adatte a durate medio-lunghe ( $\approx 4\text{--}12$  h), all'accumulo giornaliero da fotovoltaico e a profili di ciclo profondo frequente, grazie a elettroliti acquosi, materiali abbondanti e alla scalabilità disaccoppiata tra potenza ed energia.<sup>38</sup>

L'efficienza round-trip delle batterie al flusso di ferro risulta generalmente inferiore rispetto a quella delle tecnologie al litio, con valori che possono variare in un ampio intervallo in funzione dei materiali e delle condizioni operative. Nella presente analisi si assume un valore medio di efficienza complessiva pari al 70%, coerente con la letteratura di riferimento per sistemi IFB di scala industriale.<sup>39</sup> Nonostante il rendimento più contenuto, queste batterie garantiscono una vita utile elevata, che può raggiungere fino a 20.000 cicli di carica-scarica grazie all'assenza di degrado elettrodico significativo e all'utilizzo di elettroliti acquosi chimicamente stabili.<sup>40</sup>

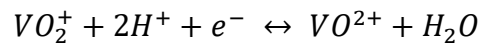
### 3.3.3 Vanadium Redox Flow Battery

Nelle Vanadium Redox Flow Battery (VRFB) l'energia viene immagazzinata in soluzioni liquide contenenti ioni di vanadio in diversi stati di ossidazione, stoccate in serbatoi esterni e separate in cella da una membrana a scambio ionico. Le due semi reazioni redox sono:

- Polo negativo:



- Polo positivo:



Durante il funzionamento, le specie di vanadio si ossidano e si riducono reversibilmente, mentre gli elettroni percorrono un circuito esterno generando o accumulando energia.<sup>41</sup>

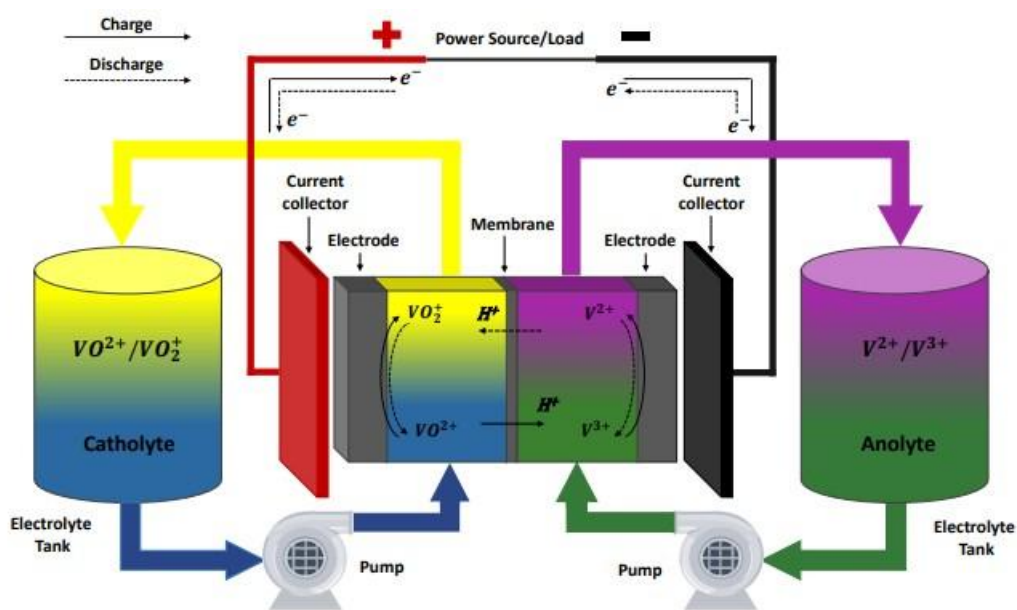
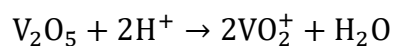


Figura 16: schema funzionale VRFB<sup>42</sup>

Tradizionalmente, l'elettrolita viene prodotto a partire dal solfato di vanadile ( $VOSO_4$ ), ma questo sale è costoso e rappresenta una delle principali voci di spesa nella costruzione di una VRFB.

Negli ultimi anni, tuttavia, sono stati sviluppati processi alternativi più economici basati sul pentossido di vanadio ( $V_2O_5$ ), che può essere convertito nello stesso elettrolita mediante un trattamento acido e una successiva riduzione. Il  $V_2O_5$ , disciolto in acido solforico, forma inizialmente specie di vanadio (V) come  $VO_2^{+}$ , secondo la reazione:



Queste specie possono poi essere ridotte a vanadile ( $V^{4+}$ ) per ottenere l'elettrolita desiderato, attraverso un processo elettrochimico o mediante l'aggiunta di un riducente (ad esempio acido ossalico o anidride solforosa). Secondo uno studio, sciogliendo il  $V_2O_5$  in 4 M  $H_2SO_4$  si ottiene un elettrolita con le stesse prestazioni di quello tradizionale ottenuto da  $VOSO_4$  in 2,5 M  $H_2SO_4$ , ma con un costo circa cinque volte inferiore, grazie al minor prezzo del precursore solido.<sup>43</sup>

Dal punto di vista prestazionale, le VRFB con elettrolita ottenuto da  $V_2O_5$  mantengono le stesse caratteristiche di quelle tradizionali: efficienza round-trip del 75-85%, vita utile superiore ai

20.000 cicli, elevata sicurezza grazie all'elettrolita acquoso e non infiammabile e possibilità di scalare indipendentemente l'energia e la potenza, dipendenti rispettivamente dalla dimensione dei serbatoi e dalla dimensione della cella.<sup>44</sup>

L'aspetto economico è particolarmente interessante: ottenendo l'elettrolita dal pentossido di vanadio si riesce a ridurre il costo dell'elettrolita fino a un quinto del costo originario. Poiché l'elettrolita rappresenta fino al 40-50% del costo complessivo di una VRFB, ciò comporta una riduzione del costo totale del sistema di circa il 30-40%. In termini assoluti, si passa dagli attuali  $350-600 \frac{\$}{kWh}$  delle VRFB commerciali riportato da diversi fornitori ad un valore stimato di  $210-420 \frac{\$}{kWh}$ .<sup>45</sup> In particolare si farà riferimento ai valori bibliografici trovati nel "Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment — Redox Flow Battery Methodology" che riportano un costo di  $222 \frac{\$}{kWh}$ , la quota potenza di  $352 \frac{\$}{kW}$  e l'inverter bidirezionale al prezzo di  $73 \frac{\$}{kW}$ .

Queste caratteristiche rendono le VRFB a base di  $V_2O_5$  particolarmente adatte alle applicazioni stazionarie su larga scala, come la gestione dei picchi di potenza e la stabilizzazione della rete elettrica interna in un contesto complesso come quello aeroportuale, dove la durata ciclica, la sicurezza e la prevedibilità dei costi operativi rappresentano fattori cruciali.

## 4 Metodo di calcolo

### 4.1 Obiettivo e scenari studiati

Il lavoro si propone di valutare la convenienza tecnico-economica dell'integrazione di sistemi di accumulo elettrochimico a supporto della produzione fotovoltaica dell'aeroporto. L'obiettivo è individuare il dimensionamento ottimale in termini di energia e potenza di ogni tipologia di accumulo analizzando tre scenari differenti in ogni timeline di ampliamento ipotizzata effettuando un'ottimizzazione economica, analizzando parametri come VAN, il TIR, e il PBT.

I tre scenari presi in considerazione sono i seguenti:

1. Scenario A: installazione delle batterie al litio; questa proposta ha lo scopo di presentare una possibilità tecnologicamente matura e immediatamente installabile nell'aeroporto.
2. Scenario B: installazione ibrida di batterie al litio e di batterie a flusso di ferro (IFB); in questo scenario, si impone una capacità Li-Ion maggiore, così da mantenere le Li-Ion come base dell'accumulo.
3. Scenario C: installazione ibrida delle batterie al litio e delle batterie a flusso di vanadio (VRFB); in questo caso, si è imposta la presenza di almeno il 5% delle VRFB, poiché esse sono ancora in fase iniziale di commercializzazione e non sono competitive da un punto di vista economico.

Inoltre, negli scenari B e C si è definita anche una strategia di esercizio delle batterie, privilegiando l'utilizzo delle batterie agli ioni di litio sia durante la fase di carica che durante la fase di scarica, in modo da rendere solida l'ipotesi di basarsi in primo luogo sulle batterie agli ioni di litio.

L'orizzonte temporale studiato corrisponde a 20 anni, tipico per la valutazione economica degli investimenti ed inoltre coincidente con la vita utile delle batterie a flusso.

Oltre ad analizzare le diverse timeline di sviluppo dell'impianto fotovoltaico, si studia anche la possibilità di installare l'accumulo in modo progressivo in anni successivi, oltre alla semplice installazione all'anno zero, in modo da valutare il momento di installazione e la dimensione ottimale del sistema di accumulo in ogni timeline e per ogni scenario.

Sul piano metodologico, le ipotesi operative includono: limiti su SOC (min/max), C-rate (rapporto potenza/energia), rendimento complessivo (RTE), oltre a un modello semplice ma trasparente della degradazione (throughput annuo e penalità economica). L'insieme di queste ipotesi consente di stimare, per ogni tecnologia e scenario FV, il profilo ottimizzato di carica/scarica, i risparmi netti su energia e potenza e, di conseguenza, gli indicatori economico-finanziari.



## 4.2 Dati in ingresso

Il processo di ottimizzazione si basa su un insieme di dati di input e su alcune ipotesi operative. Nel seguente paragrafo sono presentati, oltre ai dati tecnici delle batterie citati nel capitolo sulla scelta delle tecnologie, anche i dati economici fondamentali per la valutazione della convenienza dell'investimento.

### 4.2.1 Dati tecnici delle batterie

La tabella 2 riporta i parametri tecnici utilizzati sia come dati di partenza che come vincoli all'interno del metodo di calcolo.

	RTE [-]	SOC min [-]	C rate max [-]	C rate min [-]	Numero di cicli	Vita utile [anni]	TRL
Li-Ion	0.9	0.2	1	0.1 <sup>46</sup>	6,000	10	9 <sup>47</sup>
IFB	0.7	0	0.25 <sup>48</sup>	0	20,000	20 <sup>49</sup>	7 <sup>50</sup>
VRFB	0.8 <sup>51</sup>	0	0.25 <sup>52</sup>	0	20,000	20 <sup>53</sup>	8 <sup>54</sup>

Tabella 2: caratteristiche tecniche delle batterie selezionate

I presenti dati sono stati ottenuti dallo studio della bibliografia corrente e sono stati successivamente discussi con la società Sagat, per valutare la coerenza pratica oltre che teorica di queste informazioni.

La Round Trip Efficiency (RTE) rappresenta l'efficienza del processo di carica e di scarica della batteria, ovvero quanta energia caricata nell'accumulo viene effettivamente scaricata e quanta invece viene persa. Di conseguenza, l'efficienza più elevata la si ottiene con la batteria Li-Ion, mentre la IFB presenta le maggiori perdite energetiche.

Altri aspetti energetici importanti sono lo State of charge minimo (SOCmin) e il C-rate; il SOCmin indica il valore minimo di percentuale di batteria che non deve mai essere scaricata per non deteriorare le caratteristiche elettriche della batteria. Di conseguenza, un SOC min più elevato riduce l'energia utilizzabile, quindi, a parità di energia utile richiesta, impone una capacità nominale maggiore.

Il C-rate esprime il rapporto tra la potenza erogata e la capacità nominale del sistema, rappresentando il reciproco del tempo teorico di carica o scarica. Se il C-rate ha un valore unitario, la batteria ha la possibilità di caricarsi e scaricarsi in un'ora, viceversa se ha un valore di 0.5 la batteria si caricherà e scaricherà in almeno due ore. Da questo valore è quindi evidente la differenza tra le batterie al Litio e le batterie a flusso: le prime presentano un valore minimo di C-rate, ovvero hanno un tempo di utilizzo che va da 1 ora a 10 ore, mentre le batterie a flusso, avendo completamente disaccoppiata la parte di energia dalla parte di potenza, non presentano

limiti inferiori sul C-rate, ma permangono i limiti pratici legati a pompe/ausiliari e a rese peggiori a potenze troppo basse.

La vita utile delle due macro-tipologie di batterie scelte è decisamente diversa: le batterie al litio, degradandosi più velocemente e rovinandosi di più attraverso i cicli di carica e scarica hanno una durata di 6000 cicli o di circa 10 anni; di conseguenza, esse sono le uniche batterie che necessitano di una sostituzione nel periodo di analisi, mentre le batterie a flusso durano circa quanto l'orizzonte temporale studiato.

Da un punto di vista di maturità tecnologica, secondo la scala TRL della commissione europea, le batterie a litio (TRL=9) sono le uniche attualmente in commercio, affidabili e pronte ad essere utilizzate. Il mondo delle batterie a flusso è in grande sviluppo e negli ultimi anni sono stati fatti grandi passi in avanti; le VRFB (TRL=8) si trovano in una fase iniziale di commercializzazione con costi ancora superiori rispetto alle tecnologie più mature, mentre le IFB (TRL=7) hanno TRL inferiore ma alcuni prototipi sono stati utilizzati per valutare le sue caratteristiche non solo in fase sperimentale ma anche di applicazione pratica.

#### 4.2.2 Dati economici

Nella tabella 3 si riportano i dati economici alla base del progetto. È bene evidenziare che sia i dati legati al prezzo dell'energia sia i dati legati al costo delle batterie sono in continua evoluzione e quindi va considerata la possibilità di una riduzione dei costi delle batterie e una variazione in entrambe le direzioni del prezzo dell'energia.

	CAPEX_E [€/kWh]	CAPEX_P [€/kW]	O&M fisso [%CAPEX/anno]	C_inverter [€/kW]	SBOS, $s_{bos}$ [-]	Soft cost, $s$ [-]
Li-Ion	162	181	0.01	73 <sup>55</sup>	0.23 <sup>56</sup>	0.25 <sup>57</sup>
IFB	42.5 <sup>58</sup>	280 <sup>59</sup>	0.01	73 <sup>60</sup>	0.23	0.25
VRFB	189	299	0.01	73 <sup>61</sup>	0.23	0.25

Tabella 3: dati economici delle batterie selezionate

I dati confermano quanto discusso in precedenza: le IFB hanno un elettrolita molto economico che riduce sensibilmente i costi lato energia, mentre i costi legati alla potenza sono simili alle VRFB. Quest'ultime sono le meno convenienti economicamente, presentando valori elevati sia per la quota potenza che per la quota energia. I restanti costi sono indipendenti dalla tecnologia utilizzata e pertanto assunti uguali per tutte le batterie. In particolare, la voce Storage Balance Of System (SBOS) comprende le opere civili e gli adeguamenti infrastrutturali connessi al sistema di accumulo, mentre i Soft cost sono relativi alle attività di sviluppo, ai servizi professionali, agli oneri amministrativi e alla gestione del progetto.

Prezzo di acquisto ( $p_{buy}$ ) [€/kWh]	Prezzo di vendita ( $p_{sell}$ ) [€/kWh]	Quota potenza ( $p_{peak}$ ) [€/(kW*mese)]
0.216	0.0464	2.27

Tabella 4: prezzi dell'energia utilizzati come riferimento

Per quanto riguarda il prezzo dell'energia, attraverso un confronto diretto con la società Sagat, si è assunto il prezzo di acquisto medio del 2024 per lo scalo; per i ricavi relativi alla vendita di energia si è considerato il prezzo minimo garantito da parte del GSE per il 2025 per l'energia prodotta da impianti fotovoltaici, ritenuto coerente con la remunerazione effettivamente conseguita dall'aeroporto per l'energia immessa in rete.

Poiché si adotta un prezzo medio, privo di articolazione oraria, l'analisi impiega una tariffa piatta; tale ipotesi non incentiva l'accumulo in chiave di arbitraggio intraday, in quanto non esiste uno spread ore-ore da sfruttare.

In questo contesto, il valore economico del BESS deriva principalmente da:

1. l'aumento dell'autoconsumo del fotovoltaico e la conseguente riduzione dell'acquisto dalla rete di energia elettrica
2. la riduzione dell'immissione in rete di energia
3. la razionalizzazione della potenza impegnata e dei picchi

## 4.3 Modello di calcolo

L'illustrazione del modello di calcolo utilizzato si articola in tre passaggi chiave:

1. Determinazione del capex attraverso la scomposizione nelle sue componenti
2. Descrizione del flusso di cassa attualizzato, con un'analisi specifica di ogni suo contributo
3. Identificazione dei parametri economici e del metodo di ottimizzazione utilizzato

Questa sequenza dal "dato al risultato" segue le ipotesi definite nel capitolo del prezzo piatto, limiti operativi del BESS e mix tecnologico e rende riproducibili i confronti tra scenari e timeline di sviluppo fotovoltaico.

### 4.3.1 Calcolo del capex

Il costo iniziale dell'impianto di accumulo è scomposto secondo lo schema del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), che distingue le voci che scalano con l'energia da quelle che scalano con la potenza e i soft cost applicati ai costi diretti. Le prime due quote del calcolo del capex sono legate alla parte di energia e di potenza della batteria e dipendono quindi dal dimensionamento di essa; in particolare, sono così calcolate:

$$C_p = capex_p [\text{€/kW}] \cdot P [\text{kW}]$$

$$C_e = capex_e [\text{€/kWh}] \cdot E [\text{kWh}]$$

Esse, quindi, dipendono dai costi specifici delle diverse tecnologie e sono la base dello sviluppo del costo della restante parte del capex.

Successivamente, si può calcolare una quota dovuta alla presenza dell'inverter e legata quindi sempre alla quota potenza della batteria.

$$C_{inv} = c_{inv} [\text{€/kW}] \cdot P [\text{kW}]$$

Questa è una delle motivazioni per cui durante l'ottimizzazione sarà preferibile avere accumuli con grandi energie e piccole potenze, in modo da ridurre i costi iniziali legati alla presenza dell'inverter.

Infine, è necessario considerare le ultime due componenti del costo iniziale dell'accumulo. In particolare, l'SBOS è calcolato come una quota parte della somma del costo legato all'energia e del costo legato alla potenza, mentre i Soft cost sono calcolati come una quota parte di tutti i precedenti costi della batteria.

$$C_{SBOS} = s_{bos} (C_p + C_e)$$

Il SBOS è una voce che PNNL stima in percentuale sullo storage block e dipende sia da energia sia da potenza: per questo si può ripartire/parametrizzare il SBOS con una componente legata sia all'energia che alla potenza.

Per quanto riguarda invece i Soft cost, il calcolo è stato effettuato nel modo seguente:

$$C_{soft} = s (C_p + C_e + C_{inv} + C_{SBOS})$$

Il valore adottato dei Soft cost è un mark-up del 25% sui costi diretti quale valore unico dei soft cost: è una scelta mediana e prudente tra le linee guida PNNL 2022 che indicano project development = 20% ed EPC fee = 10% dei costi diretti, e le stime PNNL 2020 su base "totale progetto" (EPC ≈20%, fees/overhead 7%, contingency 6%, profit 7%), che tradotte in quota sui costi diretti ricadono nello stesso intervallo.

#### 4.3.2 Calcolo del flusso di cassa attualizzato

Per ogni timeline e per ogni scenario si è calcolato il flusso di cassa attualizzato (FdCa) per tutto l'arco temporale di studio. La diversa evoluzione della potenza fotovoltaica e il mix tecnologico dell'accumulo influenzano direttamente alcune componenti del flusso, in particolare i risparmi energetici, i risparmi legati alla riduzione del picco, il capex ed infine la parte di sostituzione e di vita utile residua.

In particolare, il FdC è stato calcolato utilizzando la seguente formulazione:

$$Fdc(t) = F_{batt}(t) \cdot (Risp_e(t) + Risp_{picco}(t)) - OM_{fisso}(t) - Capex(t) - Sost(t) + Vita_{utile}(t)$$

Il fattore  $F_{batt}(t)$  scala i benefici operativi per tener conto della perdita di prestazioni e del degrado della batteria nel tempo: è pari a 1 all'avvio e decresce secondo la seguente curva di invecchiamento della batteria:

$$F_{batt}(t) = (1 - d)^{\max\{0, t-1\}}$$

dove  $d = 0,015$  è il degrado annuo e  $t$  è l'anno dell'orizzonte.<sup>62</sup>

Il risparmio energetico  $Risp_e(t)$  è ottenuto dalla differenza tra import ed export tra il caso base e il caso con accumulo:

$$Risp_e(t) = (E_{imp}^{base}(t) - E_{imp}^{bess}(t)) p_{buy} - (E_{exp}^{base}(t) - E_{exp}^{bess}(t)) p_{sell}$$

Dove:

- $E_{imp/exp}^{base}(t)$  = l'energia importata o esportata nel caso base, ovvero quando è presente il fotovoltaico ma senza nessun accumulo
- $E_{imp/exp}^{bess}(t)$  = l'energia importata o esportata nel caso studio con accumulo
- $p_{buy}$  = prezzo di acquisto dell'energia
- $p_{sell}$  = prezzo di vendita dell'energia

I flussi energetici  $E_{imp/exp}$  sono calcolati a partire dal bilancio orario di produzione, consumo ed eventuale accumulo. In questo modo, una diminuzione dell'import di energia e una diminuzione di export di energia rispetto al caso base concorrono positivamente per il calcolo del flusso di cassa.

In realtà, grazie all'inserimento dell'accumulo, gli effetti sull'import e sull'export saranno contrastanti: da un lato diminuirà l'import grazie alla possibilità di stoccare l'energia nei momenti di surplus per utilizzarla al posto dell'energia di rete nelle fasce orarie in cui la produzione fotovoltaica diminuisce o è assente, dall'altro proprio grazie alla presenza dell'accumulo diminuirà anche l'export, poiché l'energia che nei momenti di surplus prima veniva interamente venduta alla rete, con le batterie viene in parte stoccata. Ovviamente il beneficio dovuto alla diminuzione dell'import è molto maggiore rispetto al flusso negativo dovuto alla diminuzione di export, in quanto il prezzo di acquisto dell'energia è notevolmente maggiore rispetto al prezzo di vendita.

Per quanto riguarda il risparmio ottenuto dalla diminuzione del picco di potenza assorbito, è così calcolato:

$$Risp_{picco}(t) = 12 \cdot p_{peak} (P_{max}^{base}(t) - P_{max}^{bess}(t))$$

È infatti possibile conseguire un risparmio grazie alla diminuzione del picco, in quanto nel contratto energetico di fornitura dell'aeroporto è previsto un costo legato alla quota potenza. Per questa motivazione, il vantaggio dell'accumulo è duplice: da un lato aumenta l'autoconsumo e l'autosufficienza dello scalo, dall'altro diminuisce anche il picco massimo di potenza assorbito.

Gli altri due addendi dell'equazione del flusso di cassa interessanti da analizzare sono il costo legato alla sostituzione e il flusso economico legato alla vita utile residua della tecnologia.

Per quanto riguarda la sostituzione, questa viene effettuata esclusivamente per le batterie agli ioni di litio in quanto la loro durata di vita è di circa dieci anni, mentre l'analisi economica viene effettuata su un arco temporale di vent'anni.

Sebbene le batterie agli ioni di litio possano raggiungere una vita teorica di circa 6000 cicli di carica-scarica, la loro durata effettiva è fortemente influenzata anche dal cosiddetto invecchiamento calendariale, che comporta la degradazione progressiva dei materiali attivi e dell'elettrolita anche in assenza di cicli operativi;<sup>63</sup> Inoltre, diversi studi hanno evidenziato come, con il passare degli anni, aumentino la resistenza interna e la perdita di efficienza complessiva del sistema.<sup>64</sup> Per tali motivi, la prassi industriale e le linee guida di settore prevedono generalmente la sostituzione dei moduli ogni 8–12 anni, indipendentemente dal numero di cicli, al fine di garantire affidabilità, sicurezza e prestazioni stabili nel tempo.<sup>65</sup>

Il costo di sostituzione non corrisponde però al costo del capex iniziale del litio, ma sarà una frazione di esso; infatti, Conformemente alla letteratura che scompone il costo d'investimento dei BESS in componenti energia e potenza, nel presente lavoro la sostituzione per Li-Ion è riferita al solo blocco energia. In linea con approcci di augmentation parziale (sostituzione frazionaria delle celle)<sup>66</sup>, si assume un fattore di sostituzione pari a 0,5 applicato alla quota energia del CAPEX (stimata  $\approx 0,6$  per le durate considerate). Ne risulta un costo di sostituzione pari a  $\sim 30\%$  del CAPEX iniziale del sistema.

In particolare, si tiene conto della parziale sostituzione delle celle considerando, in modo conservativo, anche successivamente alla sostituzione delle batterie a litio, l'aumento del fattore di degrado delle batterie, in quanto le IFB e le VRFB non vengono sostituite e per le Li-Ion avviene una sostituzione frazionata.

Nella valutazione economica occorre tenere conto del tempo di ammortamento fiscale del progetto. In questa analisi la componente impiantistica del BESS è ammortizzata al 9% annuo (D.M. 31/12/1988, voce “centrali termoelettriche – esclusi fabbricati”), corrispondente a una vita convenzionale  $\sim 11$  anni. Ne deriva che l'eventuale valore residuo si considera solo quando la vita tecnica/fiscale dell'elemento supera l'orizzonte economico ancora disponibile.

In particolare:

- IFB e VRFB. Non si attribuisce valore residuo: gli impianti sono installati al più entro l'ottavo anno e la loro quota ammortizzabile si esaurisce entro i venti anni dell'orizzonte di studio.
- Li-Ion (investimento iniziale). Come sopra, l'ammortamento si completa entro i 20 anni, quindi nessun residuo sull'investimento iniziale.
- Li-Ion (sostituzione). Diversamente, per la sostituzione (ad es. al diciottesimo anno) l'orizzonte residuo può essere inferiore alla sua vita tecnica/fiscale: in tal caso si riconosce nello stesso anno della sostituzione un flusso positivo pari alla quota non goduta della vita utile.

La formulazione per il calcolo della vita utile residua è stata la seguente:

$$\text{Vita\_utile}(t) = C_{\text{sost}} \frac{\max \{ L_{\text{nuova}} - (T - t), 0 \}}{L_{\text{nuova}}}$$

Dove:

- Vita\_utile( $t$ ) [€] : valore economico residuo riconosciuto immediatamente nell'anno della sostituzione (flusso di cassa positivo). Rappresenta la quota non goduta della vita utile della sezione sostituita, calcolata con metodo lineare
- $C_{\text{sost}}$  [€] : costo della sostituzione effettuata all'anno  $t$
- $L_{\text{nuova}}$  [anni] : vita tecnica/fiscale
- $T$  [anni] : orizzonte temporale oggetto di studio
- $t$  [anni] : anno in cui avviene la sostituzione

Nel presente lavoro si impiega un tasso di sconto  $i = 0,06$  (6% annuo) come proxy del costo opportunità del capitale per un progetto FV+BESS a profilo di rischio medio. La scelta è coerente con l'Annual Technology Baseline (ATB) di NREL, che utilizza il WACC (weighted average cost of capital) come tasso di sconto nei calcoli economici e aggiorna annualmente le ipotesi finanziarie per i progetti elettrici. In altri termini, nell'ATB il WACC è l'input di sconto di riferimento: assumere  $i$  pari al 6% significa collocarsi nel range tipico per investimenti utility-scale/industriali in energia, garantendo un'impostazione prudentiale e allineata alla prassi internazionale.

Ogni flusso di cassa è stato quindi attualizzato nel seguente modo:

$$DF(t) = (1 + i)^{-t}$$

$$FdCa(t) = FdC(t) \cdot DF(t)$$

Dove:

- $i$  è il tasso di sconto
- $t$  è l'anno considerato
- $DF(t)$  è il fattore di sconto per l'anno  $t$

## 4.4 Ottimizzazione e indicatori economici

L'ottimizzazione del sistema di accumulo è stata condotta con un approccio di tipo economico, mirato alla massimizzazione del VAN. L'obiettivo è stato quello di individuare la configurazione che garantisse la massima redditività complessiva nel periodo di vita utile del progetto.

Il modello è stato sviluppato imponendo vincoli tecnici legati al funzionamento delle batterie, in particolare al C-rate minimo e massimo, per assicurare che le condizioni operative rimanessero compatibili con le specifiche di ciascuna tecnologia e per evitare sovraccarichi o cicli di scarica eccessivi che ne comprometterebbero la durata. È stato inoltre introdotto il vincolo di capacità crescente nel tempo, coerente con una logica di investimento progressivo e realistico, in cui l'accumulo installato non può essere ridotto nel corso degli anni di esercizio.

Per quanto riguarda i vincoli di dimensionamento, sono state considerate condizioni specifiche per ciascuno scenario:

- Scenario A: non sono stati imposti vincoli sul dimensionamento, lasciando libertà totale al modello.
- Scenario B: è stato imposto che la capacità della batteria al litio fosse superiore a quella delle IFB. Tale assunzione è stata introdotta per garantire che la base dell'accumulo fosse costituita da una tecnologia consolidata e affidabile, come quella al litio, evitando che l'ottimizzazione portasse a una configurazione completamente dominata da IFB, che, pur più economiche, presentano minori livelli di maturità tecnologica (TRL) e performance inferiori in termini di efficienza energetica.
- Scenario C: è stato imposto che almeno il 5% della capacità totale dell'accumulo fosse costituita dalle VRFB. Tale valore è stato determinato iterativamente: sono state testate diverse percentuali di VRFB, analizzando l'andamento del VAN e del Payback Time attualizzato (PBT). Si è osservato che per percentuali più elevate l'investimento diventava non realizzabile economicamente, mentre per valori inferiori la presenza della tecnologia innovativa risultava trascurabile. Il valore del 5% rappresenta quindi un compromesso ottimale che consente di integrare una quota minima di tecnologia emergente mantenendo al contempo la convenienza economica complessiva dell'investimento.

Per quanto riguarda l'analisi economica, come già detto precedentemente, sono stati utilizzati tre indicatori economici: il VAN, il TIR e il PBT.

Il VAN rappresenta il valore attualizzato dei flussi di cassa generati dal progetto, depurati dell'investimento iniziale e consente di stimare la redditività assoluta dell'intervento e di confrontare alternative.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

dove:

- $F_t$  è il flusso di cassa netto all'anno  $t$ ;
- $r$  è il tasso di sconto;
- $n$  è il numero totale di anni di progetto.

Il VAN è l'indicatore più utilizzato nelle analisi costi-benefici, poiché consente di esprimere in termini monetari l'incremento di ricchezza prodotto dal progetto rispetto all'investimento iniziale. In ambito energetico, risulta particolarmente utile per valutare interventi con flussi di cassa variabili nel tempo, come quelli derivanti dalla vendita di energia o dai risparmi economici dovuti all'autoconsumo.

Un VAN positivo indica che i ricavi attualizzati superano i costi, e quindi l'investimento è conveniente; un VAN negativo indica invece un progetto non redditizio.



Il principale vantaggio è la sua capacità di tenere conto del valore temporale del denaro; il limite principale è la dipendenza dal tasso di sconto scelto, che può influenzare sensibilmente il risultato.

Il TIR indica il tasso di sconto che rende nullo il VAN e fornisce una misura sintetica della redditività percentuale dell'investimento; risulta particolarmente utile per confrontare progetti con diversa scala economica o durata temporale.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t}$$

È molto utilizzato nelle valutazioni energetiche perché fornisce una misura percentuale e indipendente dal capitale investito, permettendo il confronto tra progetti di diversa scala. In generale, un progetto è considerato accettabile se il TIR risulta maggiore del tasso di sconto di riferimento (ad esempio il 6%). Tuttavia, il TIR può dare risultati ambigui quando i flussi di cassa cambiano segno più volte (investimenti non convenzionali), oppure quando si confrontano progetti di durata molto diversa. Per questo motivo, è buona prassi interpretarlo insieme al VAN.

Infine, il PBT rappresenta il tempo necessario per recuperare l'investimento iniziale, considerando l'attualizzazione dei flussi di cassa.

$$PBT: \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1 + r)^t} \geq 0$$

È un indicatore di tipo temporale e risulta molto utile per valutare la liquidità del progetto, cioè la rapidità con cui il capitale investito viene restituito. Tuttavia, il PBT non considera i flussi positivi successivi al recupero dell'investimento, e quindi non misura la redditività complessiva, ma solo la velocità di ritorno.

## 5 Discussione dei risultati ottenuti

Nel presente capitolo vengono illustrati i risultati ottenuti dal processo di ottimizzazione svolto. Tali risultati sono organizzati in funzione delle diverse ipotesi di sviluppo temporale dell'impianto fotovoltaico, con l'obiettivo di individuare, per ciascuna configurazione, lo scenario economicamente più vantaggioso.

È opportuno ribadire che l'analisi è stata condotta assumendo consumi elettrici costanti nel tempo, in quanto l'aeroporto di Torino risulta attualmente sovradimensionato rispetto al traffico passeggeri effettivo. Di conseguenza, anche un eventuale incremento futuro del numero di passeggeri potrebbe essere gestito con l'attuale livello di consumi, soprattutto considerando la possibilità di ulteriori interventi di efficientamento energetico che ne ridurrebbero ulteriormente la domanda.

### 5.1 Timeline 1.5 e 3 MWp

Con la dimensione attuale del sistema fotovoltaico, come mostrato dalla figura 15, in nessun momento dei giorni identificativi la produzione di energia supera la domanda dell'aeroporto.

Per questa motivazione, da un punto di vista tecnico ed economico, considerando la tariffa piatta dell'energia, non porterebbe nessun vantaggio installare alcuna tipologia di accumulo.

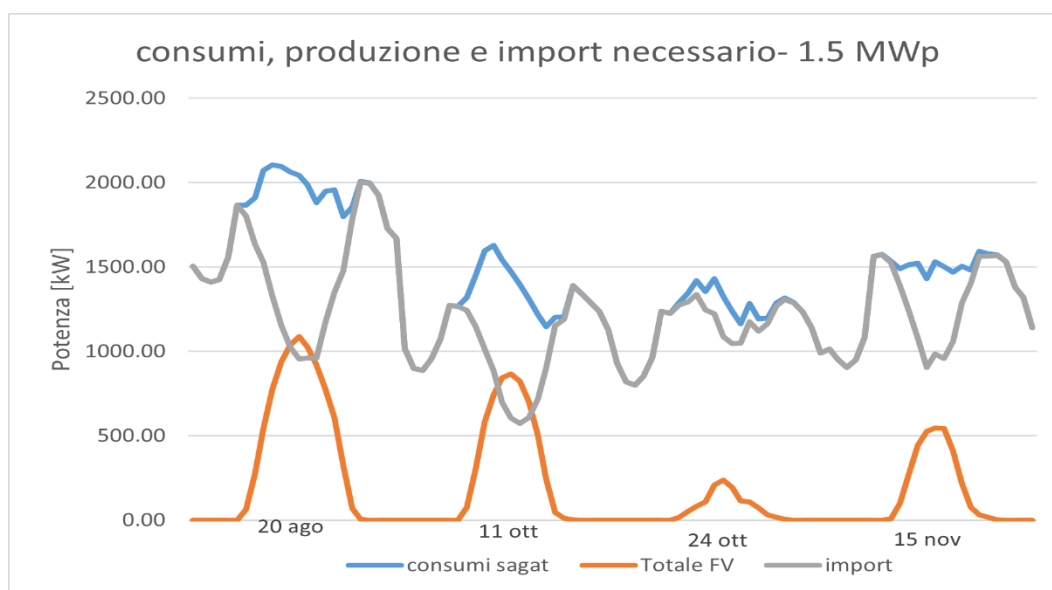


Figura 17: profilo orario dei consumi e della produzione FV nei 4 giorni rappresentativi con 1.5 MWp

Il grafico rappresentato mostra l'andamento dei consumi in blu e la variazione dei consumi grazie alla presenza dell'impianto fotovoltaico in grigio. Si può notare come la presenza del fotovoltaico diminuisca la richiesta di energia dalla rete nelle ore centrali della giornata, ma comunque la domanda è sempre presente poiché il fotovoltaico non è in grado di soddisfare il fabbisogno

aeroportuale. In questo scenario, la produzione fotovoltaica viene integralmente autoconsumata, senza surplus disponibile per la ricarica di un sistema di accumulo. Di conseguenza, l'introduzione di una batteria non genererebbe benefici economici apprezzabili, poiché l'autoconsumo risulta già pari all'unità.

L'autosufficienza, tuttavia, risulta molto bassa e si assesta ad un valore di circa il 13.77% del fabbisogno energetico elettrico dello scalo. In numeri assoluti, con questo dimensionamento del fotovoltaico l'aeroporto avrebbe la necessità di importare 10,921 MWh.

Nella timeline di 3 MWp, l'andamento della produzione rispetto ai consumi, come brevemente illustrato nel paragrafo 2.3, è la seguente:

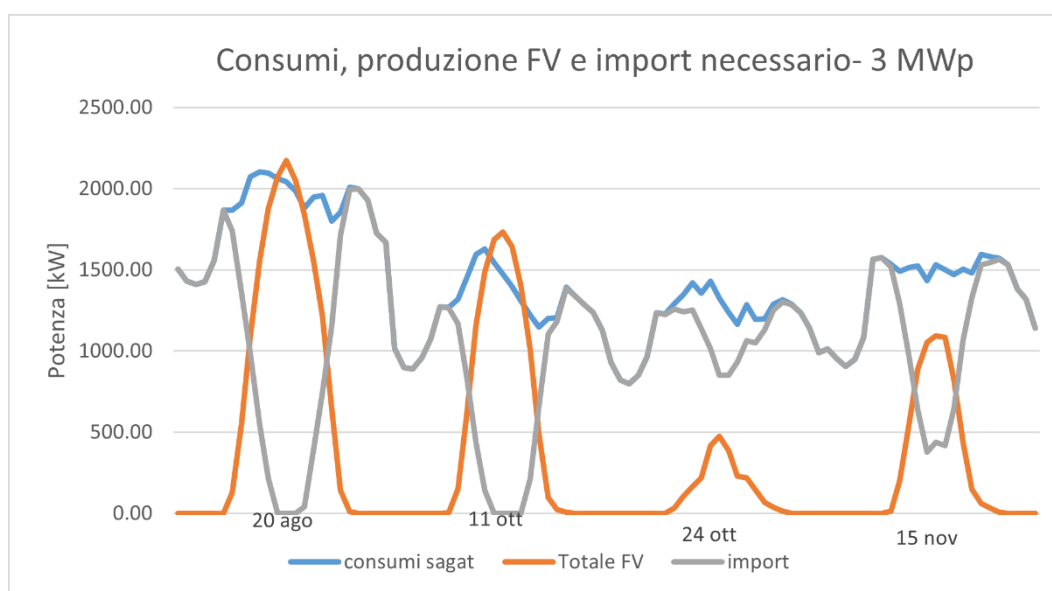


Figura 18: profilo orario dei consumi e della produzione FV nei 4 giorni rappresentativi con 3 MWp

È evidente come la produzione di energia, per la maggior parte del tempo, risulti insufficiente a rispondere al fabbisogno dell'aeroporto. Nelle ore centrali dei giorni estivi e dei giorni soleggiati in mezza stagione vi è un leggero surplus energetico che comporta una minima presenza di export di energia.

Da questo ne consegue che l'autoconsumo assume un valore minore del 100% e che l'autosufficienza aumenti sensibilmente rispetto al caso precedente; in particolare, l'autoconsumo assume un valore del 97.83%, mentre l'autosufficienza raggiunge il 26.94%.

Anche in questa timeline di sviluppo, poiché la quota energia di surplus che verrebbe accumulata sarebbe minima, l'ottimizzazione ha portato come risultato la non installazione di batterie. Infatti, queste comporterebbero un capex iniziale e dei costi di manutenzione e sostituzione economicamente non sostenibili con i soli flussi di cassa dovuti alla diminuzione della quota potenza e dell'energia stoccata.

In termini assoluti, l'import di energia necessario negli anni con l'impianto di 3 MWp corrisponde a 9,253 MWh, mentre l'energia annua esportata corrisponde a circa 76 MWh.

## 5.2 Timeline 5 MWp

Se si analizza questo possibile ampliamento del parco fotovoltaico dell'aeroporto, si iniziano a riscontrare i primi surplus significativi di produzione.

Attraverso la seguente figura viene illustrato l'andamento orario della domanda, della produzione e del conseguente import energetico dell'aeroporto negli anni in cui si ha questa potenza di picco dell'impianto:

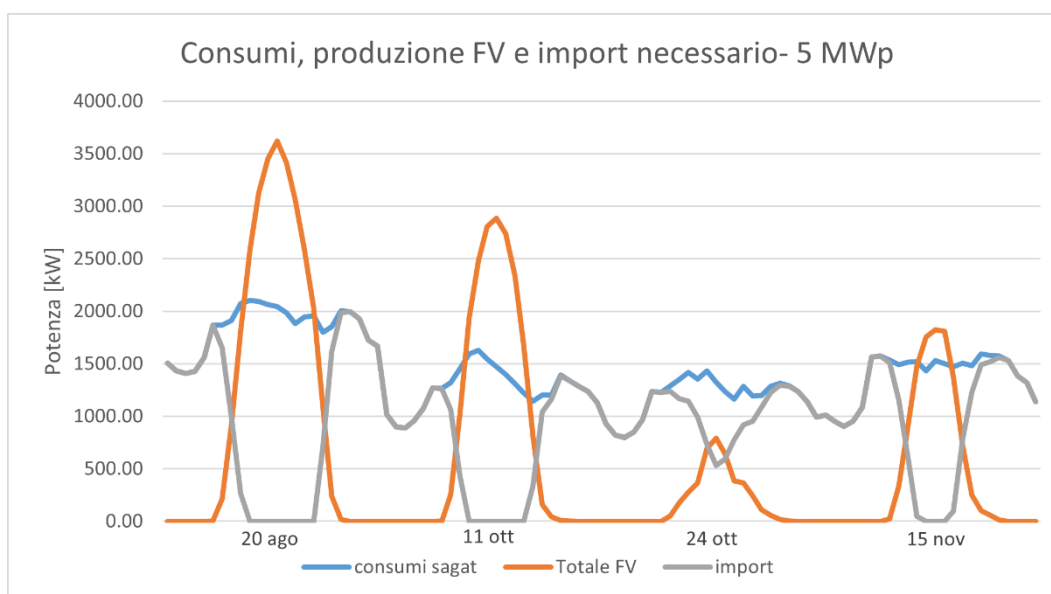


Figura 19: profilo orario dei consumi e della produzione FV nei 4 giorni rappresentativi con 5 MWp

Dalla figura 17 si può evidenziare come ci sia, soprattutto in estate e nei giorni soleggiati di mezza stagione, un netto surplus nelle ore calde della giornata; tuttavia, nei giorni di mezza stagione nuvolosi e in quelli invernali il surplus è assente o molto poco marcato.

In questa casistica base, quindi, è presente una parte più importante di export e ovviamente diminuisce l'import.

Infatti, l'import è di 8,241 MWh, da cui ne consegue un'autosufficienza del 34.94%, mentre l'export è aumentato a 1,383 MWh che comporta una diminuzione dell'autoconsumo fino al 76.18%.

Si riporta per maggior chiarezza espositiva una tabella raffigurante i valori di import, export, autoconsumo e autosufficienza delle timeline illustrate fino a questo momento:

	<b>1.5 MWp</b>	<b>3 MWp</b>	<b>5 MWp</b>
<b>Import [MWh]</b>	10,921	9,253	8,241
<b>Autosufficienza</b>	13.77%	26.94%	34.94%
<b>Export [MWh]</b>	0	76	1,383
<b>Autoconsumo</b>	100%	97.83%	76.18%

*Tabella 5: riassunto dei valori di import, export, autoconsumo e autosufficienza nelle timeline di 1.5/3/5 MWp*

Grazie al significativo aumento di export e della conseguente diminuzione dell'autoconsumo nello scenario base del fotovoltaico, questa rappresenta la dimensione minima dell'impianto tale per cui risulta conveniente l'installazione di un accumulo.

### 5.2.1 Scenario B

L'ottimizzazione ha evidenziato come, a causa del surplus energetico ancora limitato, non tutti gli scenari studiati risultano economicamente sostenibili; in particolare, l'unico scenario che ha mostrato un VAN maggiore di zero è lo scenario B, in cui si realizza l'accumulo tramite l'utilizzo sia delle batterie agli ioni di litio sia tramite le batterie a flusso di ferro.

Il dimensionamento delle batterie ottenuto è il seguente:

	<b>Energia [kWh]</b>	<b>Potenza [kW]</b>
Li-Ion	695	695
IRB	172	119

*Tabella 6: dimensionamento accumulo*

Il C-rate effettivo della batteria agli ioni di litio è quindi di 0.25, mentre il C-rate della batteria a flusso di ferro è di 0.17; inoltre, se si analizza il throughput annuo delle batterie, è possibile riscontrare una scarica annua di 147 MWh per le Li-Ion mentre una scarica annua di 131 MWh per le IFB, con rispettivamente 211 e 188 cicli equivalenti annui.

L'accumulo verrebbe installato al quarto anno di progetto e presenta un capex di 343,831 €, un costo di sostituzione relativo al litio di 70,954 € e un valore residuo di vita utile di 28,382€.

Grazie alla presenza dell'accumulo, l'andamento del profilo orario dell'import viene modificato rispetto allo scenario base senza batterie nel seguente modo:

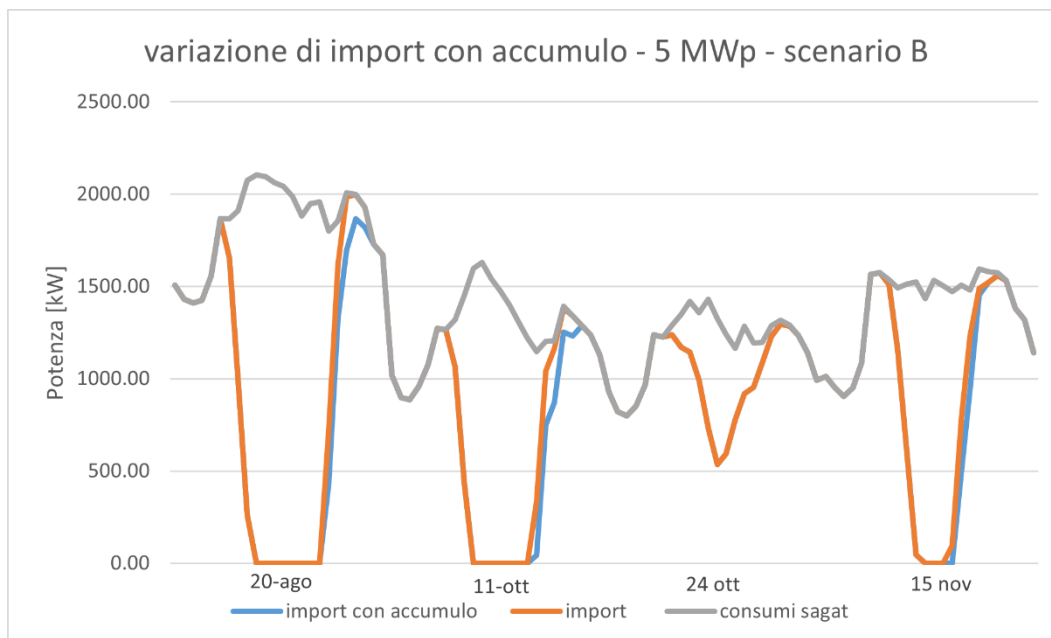


Figura 20: variazione del profilo orario dell'import con e senza accumulo

A causa del dimensionamento ridotto dell'accumulo, la variazione del profilo dell'import è leggera; tuttavia, la variazione presente nelle giornate estive e nelle giornate di mezza stagione soleggiate è sufficiente per comportare un buon risparmio energetico e un investimento redditizio economicamente.

L'energia importata dalla rete si riduce dagli iniziali 8,241 *MWh* a 7,963 *MWh*, mentre l'energia esportata diminuisce da 1,383 *MWh* a 1,033 *MWh* rispetto allo scenario base senza accumulo. Per quanto riguarda la potenza, il picco massimo di domanda passa dai 1,997 kW dello scenario base ai 1,866 kW nello scenario con sistema di accumulo.

Tali variazioni si traducono in un miglior bilanciamento dei flussi energetici e in una riduzione dei costi complessivi sostenuti dall'aeroporto, generando ogni anno flussi di cassa positivi che contribuiscono alla sostenibilità economica dell'investimento.

L'analisi economica mostra un VAN pari a 39.349 €, un TIR dell'8,51% e un PBT di 12,44 anni. Il VAN positivo e un TIR superiore al tasso di sconto adottato confermano la convenienza e la fattibilità economica dell'intervento proposto.

### 5.3 Timeline 7 MWp

In questo sottocapitolo viene analizzata la quarta timeline oggetto di studio, che prevede l'espansione progressiva dell'impianto fino alla grandezza di 7 *MWp*. Con questa dimensione massima raggiungibile, è possibile evidenziare un netto surplus di produzione rispetto alla domanda energetica di Sagat. Per questa motivazione, per la prima volta, risultano particolarmente interessanti tutti gli scenari analizzati.

Attraverso il seguente grafico, si illustra il profilo orario della domanda, della produzione e del conseguente import di energia necessario nel caso base, senza installazione di accumulo.

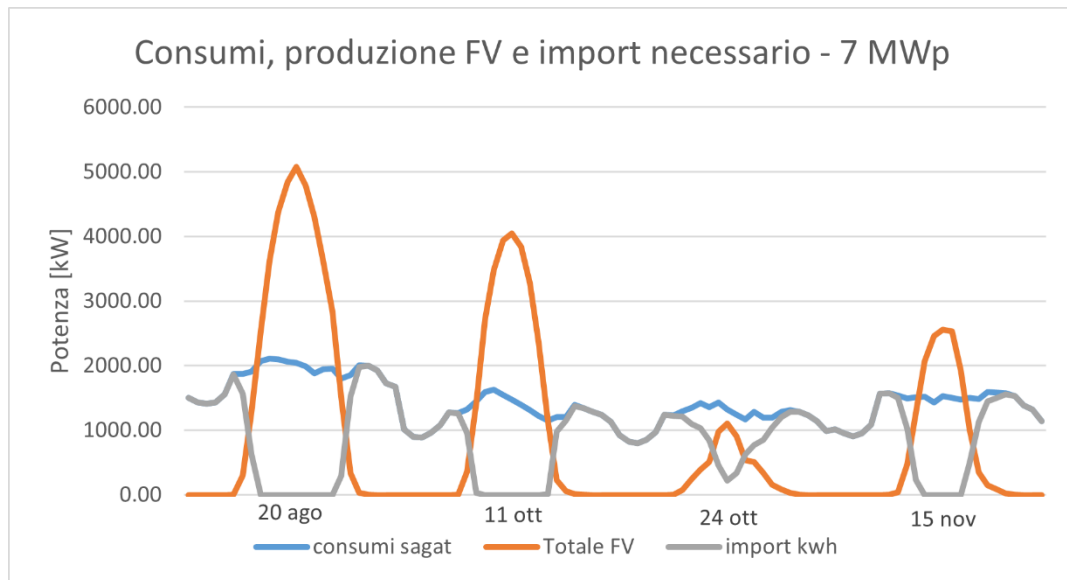


Figura 21: profilo orario dei consumi e della produzione FV nei 4 giorni rappresentativi con 7 MWp

Dall'analisi del grafico è possibile evidenziare la presenza di un elevato surplus energetico in molteplici ore; per questa ragione, nelle ore centrali della maggior parte delle giornate non è necessario effettuare dell'import dalla rete elettrica, escluse le giornate nuvolose di mezza stagione.

Il valore di autoconsumo diminuirà e aumenterà il valore dell'autosufficienza rispetto alla timeline 5 MWp. Nello specifico, l'autoconsumo diminuisce di circa diciassette punti percentuali fino al 59.85% mentre l'autosufficienza aumenta di quattro punti percentuali fino al 38.49%. In queste condizioni, l'import annuale di energia si assesta a 7,791 MWh mentre l'export annuale vale 3,271 MWh.

Risulta evidente come, grazie all'aumento di produzione del fotovoltaico rispetto al caso precedente, l'installazione di un accumulo risulti ancora più conveniente ed energeticamente necessaria per aumentare sia l'autoconsumo che l'autosufficienza.

### 5.3.1 Scenario A

Nello scenario in cui l'accumulo installato sia costituito da sole batterie agli ioni di litio, l'ottimizzazione ha riportato i seguenti risultati.

Il dimensionamento ottimale da un punto di vista economico dell'accumulo ha comportato una quota energia di 778 kWh e di una quota potenza di 131 kW, con un C-rate effettivo di 0.17.

Annualmente la batteria accumula e scarica circa 173,034 kWh, che corrispondono a 222 cicli equivalenti l'anno. Attraverso il seguente grafico è interessante evidenziare l'impatto dell'efficienza dell'accumulo per considerare l'energia persa durante la fase di accumulo:

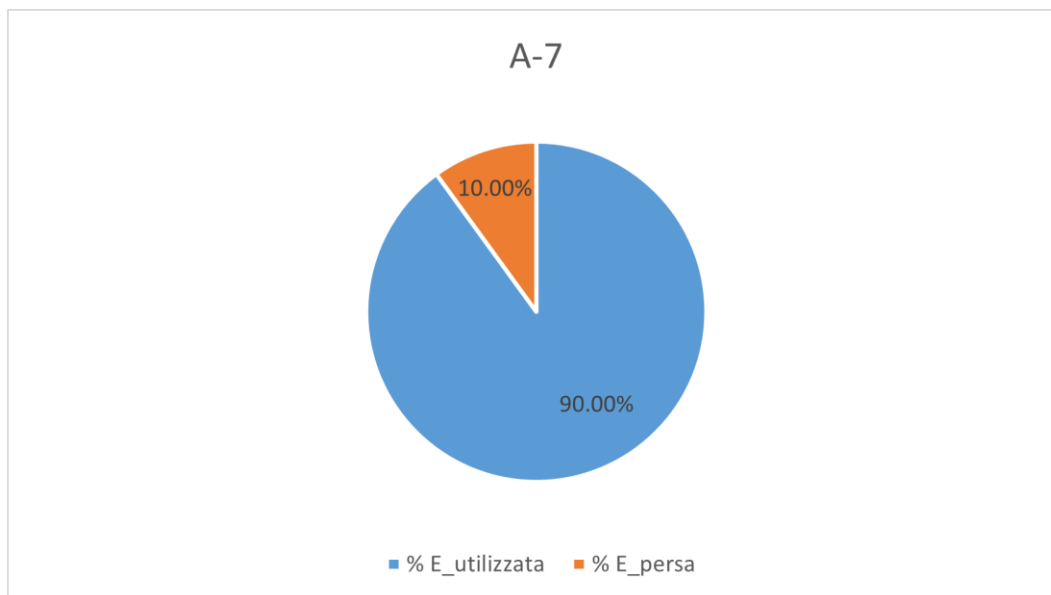


Figura 22: Diagramma a torta percentuale dell'energia utilizzata e persa nella fase di accumulo

Essendo presente solo la batteria Li-Ion, la quota di energia stoccata e poi effettivamente utilizzata corrisponde esattamente alla RTE, mentre la quota persa corrisponde al valore complementare all'efficienza.

Per quanto riguarda l'aspetto economico, l'investimento viene realizzato al quarto anno di progetto, anno che corrisponde all'espansione dell'impianto a 5 MWp e conseguentemente al primo anno utile per l'installazione dell'accumulo, vale 242,338€ e il costo di sostituzione al quattordicesimo anno è di 72,701€, ma con un valore residuo legato alla vita utile rimanente di circa 29,081 €.

Tramite il seguente grafico viene mostrata la variazione dell'andamento del profilo orario dell'energia importata grazie alla presenza dell'accumulo dimensionato.

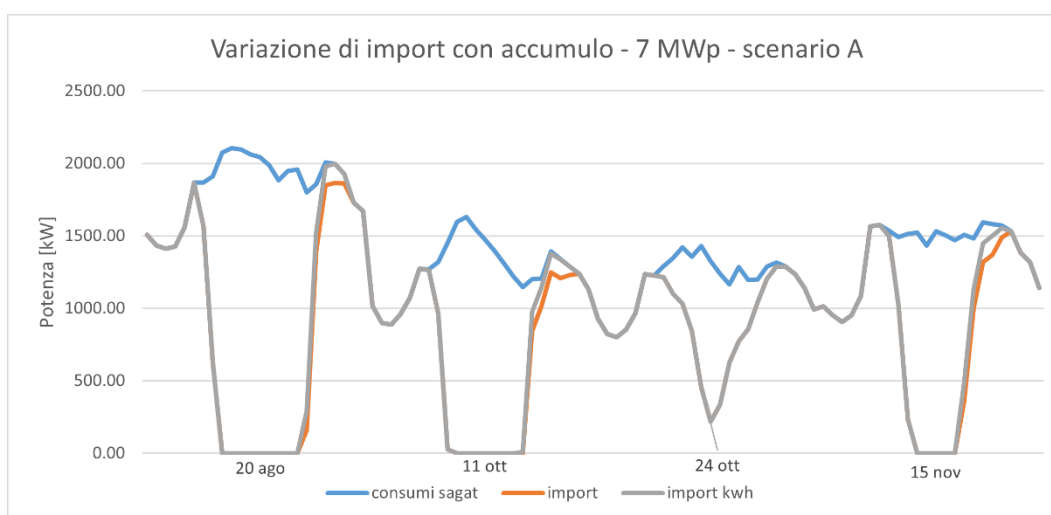


Figura 23: variazione del profilo orario dell'import con e senza accumulo

Le differenze maggiori avvengono nella fase serale del 20 agosto, dell'11 ottobre e del 15 novembre, giorni identificativi di periodi in cui la batteria riesce a diminuire l'import grazie al



rilascio di energia nelle prime ore di diminuzione e di assenza di irraggiamento solare. Per quanto riguarda invece i giorni di mezza stagione nuvolosi, l'inserimento dell'accumulo non modifica il profilo orario di richiesta di energia dalla rete.

L'energia importata nello scenario A corrisponde a 7,617 MWh, con una diminuzione di circa 170 MWh rispetto al caso base, mentre l'energia esportata diminuisce di circa 190 MWh fino ad arrivare a 3,078MWh.

I valori di autosufficienza e di autoconsumo migliorano di pochi punti percentuali grazie all'accumulo rispetto allo scenario base, con valori rispettivamente di 39.85% e di 62.21%.

La limitata incidenza del sistema di accumulo è legata al suo dimensionamento, definito sulla base di criteri economici. Un aumento della capacità installata avrebbe infatti determinato un miglioramento dei livelli di autoconsumo e di autosufficienza energetica, ma al tempo stesso avrebbe comportato un costo di un investimento non sostenibile dal punto di vista economico.

L'investimento, così ottimizzato, presenta un VAN di 4,936 €, un TIR di 6.45% e un tempo di ritorno di 15.27 anni. Tali risultati mostrano che in queste condizioni la progettazione di un accumulo sia ai limiti della fattibilità economica, in quanto presenta un VAN di poco maggiore di zero, un TIR simile al tasso di attualizzazione e un tempo di ritorno attualizzato eccessivamente lungo.

### 5.3.2 Scenario B

In questo scenario, l'ottimizzazione risulta facilitata rispetto allo scenario A dalla presenza delle IFB, caratterizzate potenzialmente da costi legati alla quota energia decisamente più bassi e con una vita utile dell'intera batteria più alto rispetto alle batterie agli ioni di litio.

Poiché è stato imposto il vincolo sul dimensionamento relativo tra le due tecnologie che mantiene sempre la batteria al litio di una capacità uguale o superiore rispetto alla IFB, il dimensionamento ottenuto è il seguente:

	Energia [kWh]	Potenza [kWh]
Li-Ion	1,615	276
IRB	1,615	276

Tabella 7: dimensionamento accumulo 7 MWp scenario B

Entrambe le tecnologie presentano un C-rate di 0.17 e presentano rispettivamente per le Li-Ion e per le IFB un throughput di 359,091 kWh e di 343,385 kWh.

È interessante evidenziare l'impatto dell'efficienza delle batterie installate per considerare l'energia persa durante la fase di accumulo:

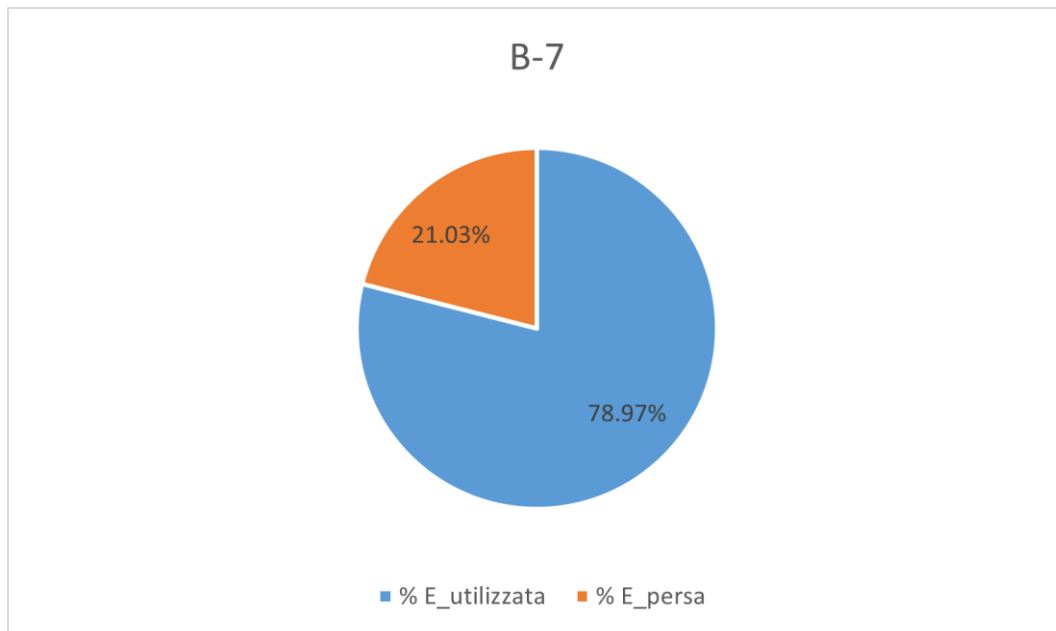


Figura 24: Diagramma a torta percentuale dell'energia utilizzata e persa nella fase di accumulo

In questo caso, essendo presenti due tecnologie diverse con RTE diverse ma con pari dimensionamento, l'efficienza totale del sistema di accumulo è sostanzialmente pari alla media delle due RTE. Analizzando i costi, presentando un accumulo di dimensione maggiore anche questi avranno un valore più alto; in particolare si ha un capex di 753,470 € come primo flusso di cassa negativo al quarto, un costo di sostituzione nel quattordicesimo anno di 151,230 € e un contemporaneo flusso di cassa positivo per la vita residua della batteria di 60,492 €.

Si riportano a seguire i due grafici che mostrano la variazione dell'import di energia grazie alla presenza dell'accumulo nei due anni con l'impianto fotovoltaico a 5 MWp e poi per i restanti quattordici anni a 7 MWp.

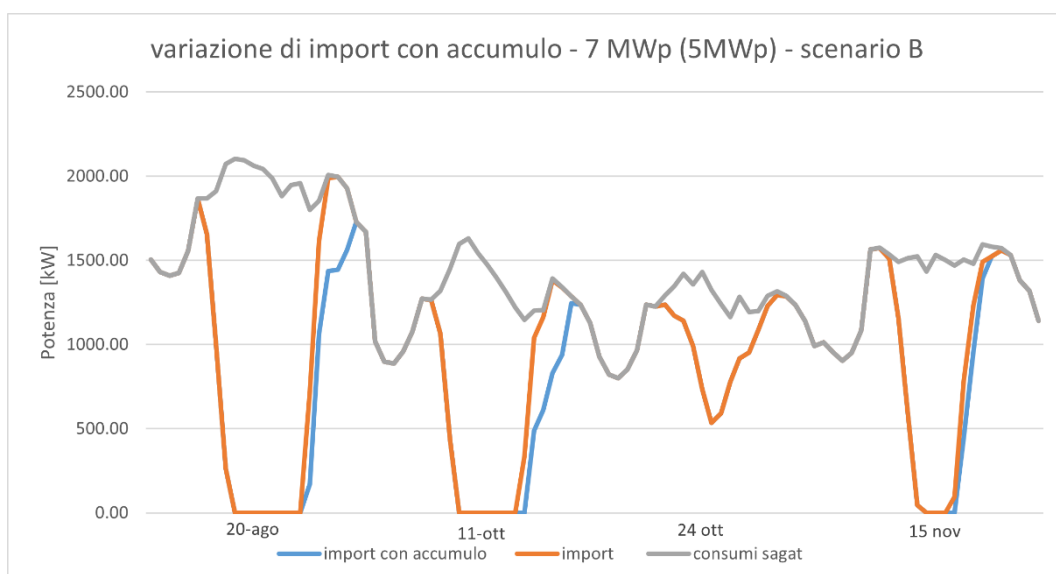


Figura 25: variazione del profilo orario dell'import con e senza accumulo negli anni con 5 MWp

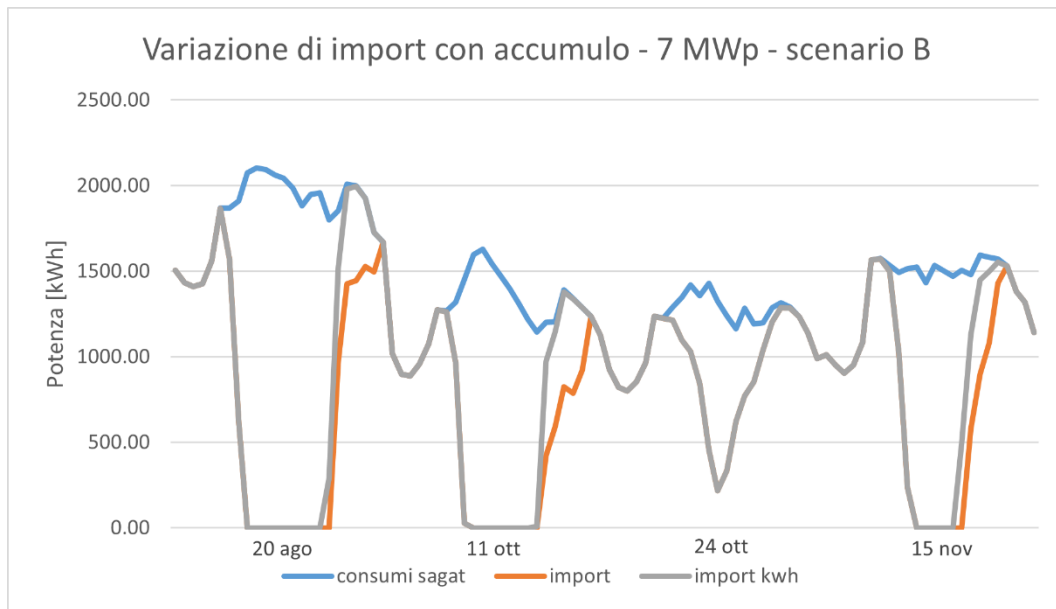


Figura 26: variazione del profilo orario dell'import con e senza accumulo negli anni con 7 MWp

In entrambi questi grafici, lo scostamento nelle ore serali rispetto allo scenario base senza accumulo è decisamente più marcato rispetto al caso A, grazie al dimensionamento superiore delle batterie.

La differenza rispetto allo scenario base per quanto riguarda i flussi energetici è decisamente maggiore rispetto allo scenario A; l'import si assesta ad un valore di 7,088 MWh, con una diminuzione di 700 MWh rispetto allo scenario base senza accumulo, mentre l'export vale 2,381 MWh, con una diminuzione di circa 900 MWh. L'autoconsumo, di conseguenza, ha subito una variazione di circa undici punti percentuali fino ad arrivare a 70.76%, mentre l'autosufficienza assume un valore di 44.03%, grazie ad un aumento di circa cinque punti percentuali.

Pertanto, è evidente che i flussi di cassa annui avranno un'incidenza maggiore rispetto allo scenario precedente e quindi gli indicatori economici saranno migliori. Infatti, il VAN presenta un valore di 128,081 €, il TIR corrisponde al 9.49% e il tempo di ritorno è di 11.43 anni.

Si è inoltre valutato il dimensionamento ottimale e i conseguenti risultati energetici ed economici installando l'accumulo direttamente al sesto anno e non più al quarto, in modo da essere operativo solo con la grandezza del fotovoltaico di 7 MWp.

Il dimensionamento ottimale è risultato simile, con un'energia di 1607 kWh e una potenza di 274 kW. I valori di autoconsumo e di autosufficienza sono risultati di conseguenza invariati, con l'unica differenza legata ai due anni in meno di flussi di cassa positivi tra il quinto e il settimo anno. Dunque, i parametri economici sono peggiorati rispetto al caso precedente: il VAN è sceso a 93,453 €, il TIR è diventato pari a 9.37% e il PBT corrisponde a 10.5 anni. Risulta evidente come siano peggiorati il Van e il TIR mentre sia diminuito il PBT; tuttavia, considerando che quest'ultimo è calcolato rispetto all'anno del primo investimento, il confronto diretto tra i due casi mostra che rispetto all'anno zero l'installazione al quarto anno consente un recupero dell'investimento in 13,42 anni, rispetto ai 14,5 anni richiesti nello scenario con installazione posticipata.

### 5.3.3 Scenario C

La Timeline di 7 MWp risulta essere, come per lo scenario A, la prima dimensione del fotovoltaico tale per cui risulta conveniente lo scenario C.

Si ricorda che per l'ottimizzazione è stato imposto il vincolo di dimensionamento minimo per le VRFB, che devono essere presenti almeno per un 5% della totalità della grandezza dell'accumulo. A causa dell'elevato costo delle due tecnologie, questo risulta essere lo scenario più svantaggiato economicamente e di conseguenza la grandezza dell'accumulo ne viene penalizzata.

L'ottimizzazione ha portato al seguente dimensionamento:

	Energia [kWh]	Potenza [kW]
Li-Ion	717	121
VRFB	43	10

*Tabella 8: dimensionamento accumulo timeline 7 MWp - scenario C*

L'impatto energetico della componente VRFB risulta pressoché trascurabile in questo contesto; sarebbe pertanto opportuno valutare la reale fattibilità tecnica e la convenienza economico-operativa dell'installazione di batterie di capacità così ridotta.

Dai risultati ottenuti, si può ricavare il C-rate effettivo delle due tecnologie, che risulta essere pari a 0.17 per le Li-Ion e a 0.23 per le VRFB.

In termini di energia accumulata e poi scaricata, la Li-Ion ha scaricato 159,376 kWh, mentre la VRFB soltanto 11,345 kWh.

Il capex richiesto per questo investimento è di 242,101 €, con una quota parte relativa alle VRFB di circa il 7% del costo totale. Per quanto riguarda invece la sostituzione, il costo è di 66,955 €, ma con un contemporaneo flusso di cassa positivo dovuto alla vita utile residua di 26,782 €.

Il seguente grafico rappresenta la variazione del profilo orario dell'import tra il caso base e lo scenario C:

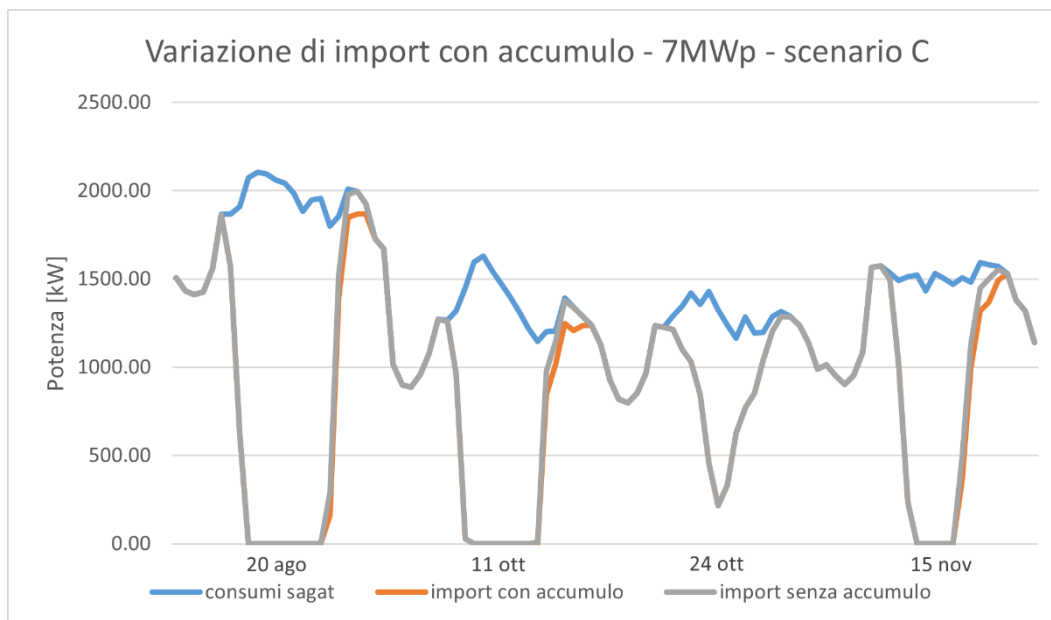


Figura 27: variazione del profilo orario dell'import con e senza accumulo

La variazione rispetto al caso senza accumulo è molto marginale come successo anche nello scenario A. Infatti, attraverso la seguente tabella, è possibile riscontrare la variazione minima di import e di export e la conseguente variazione dei valori di autoconsumo e di autosufficienza:

	base	Scenario C
<b>Import [MWh]</b>	7,791	7,619
<b>Autosufficienza</b>	38.49%	39.84%
<b>Export [MWh]</b>	3,271	3,079
<b>Autoconsumo</b>	59.85%	62.19%

Tabella 9: confronto valori energetici tra caso base e scenario C

Analizzando i parametri economici, è possibile sottolineare la limitata fattibilità economica dell'investimento; il VAN è leggermente superiore a zero e vale 4047 €, il TIR è leggermente superiore al tasso di attualizzazione e vale 6.37% e il PBT è di 15.39 anni.

## 5.4 Timeline 10 MWp

In questa sezione viene esaminato lo scenario relativo alla timeline che prevede il completamento dello sviluppo fotovoltaico fino a una potenza complessiva di 10 MWp. A questa grandezza dell'impianto installato, la produzione di energia elettrica risulta ampiamente superiore ai fabbisogni dell'aeroporto per buona parte dell'anno, generando un surplus significativo soprattutto nelle ore diurne con elevata radiazione solare.

Il grafico riportato di seguito rappresenta l'andamento orario della domanda e della produzione fotovoltaica, insieme al corrispondente profilo di importazione dalla rete, nel caso di riferimento privo di accumulo.

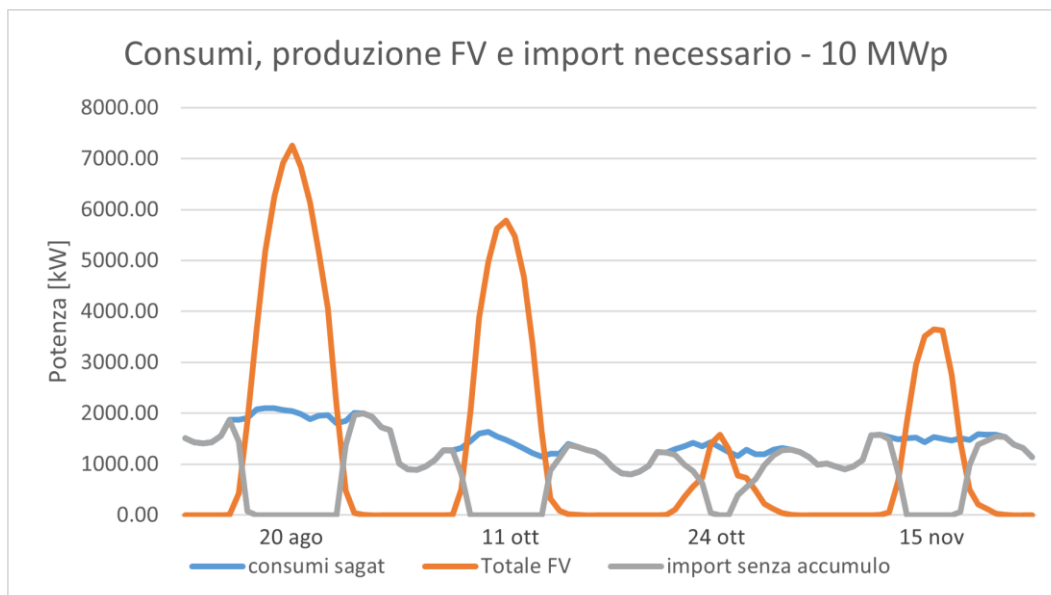


Figura 28: profilo orario dei consumi e della produzione FV nei 4 giorni rappresentativi con 10 MWp

Dall'analisi si osserva come l'ampliamento dell'impianto comporti un incremento sostanziale dell'energia esportata verso la rete (da 3,271 MWh a 6,326 MWh) e, parallelamente, una diminuzione del tasso di autoconsumo rispetto alle timeline precedenti, dal 59.85% della timeline 7 MWp fino al 45.63%. L'autosufficienza cresce solo marginalmente, dal 38.49% fino al 41.91%, poiché gran parte della produzione in più rispetto alla timeline precedente non viene utilizzata localmente ma venduta alla rete; infatti, l'energia importata diminuisce di circa 400 MWh rispetto alla timeline precedente e assume il valore di 7,357 MWh.

Tali risultati evidenziano come, a queste dimensioni, la sola espansione del fotovoltaico non sia più sufficiente a migliorare l'efficienza complessiva del sistema, rendendo l'integrazione di un accumulo una condizione necessaria per valorizzare la produzione in eccesso e incrementare l'utilizzo locale dell'energia generata.

#### 5.4.1 Scenario A

In questo scenario si analizza l'ipotesi in cui il sistema di accumulo sia composto unicamente da batterie agli ioni di litio. L'analisi di ottimizzazione condotta ha permesso di individuare il dimensionamento più vantaggioso sotto il profilo economico, che risulta pari a una capacità energetica che varia in base alle dimensioni dell'impianto fotovoltaico.

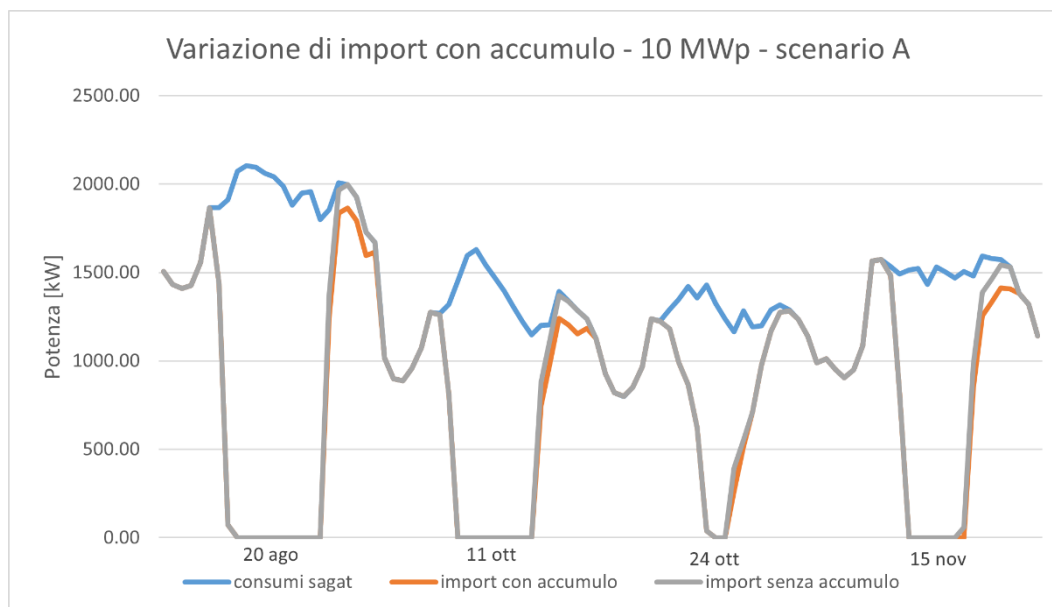
	Energia [kWh]	Potenza [kW]	C-rate
5 MWp	776	132	0.17
7 MWp	849	132	0.15
10 MWp	939	132	0.14

Tabella 10: dimensionamento batterie scenario A - 10 MWp

Nel corso di un anno, nel periodo in cui l'impianto ha raggiunto la grandezza massima, il sistema rilascia complessivamente circa 221,097 kWh, equivalenti a 235 cicli completi di carica-scarica.

Poiché la totalità dell'accumulo è di tipo Li-Ion, la quota di energia rilasciata coincide con la RTE del sistema, che rappresenta il rendimento complessivo tra le fasi di carica e scarica. Sul piano economico, l'investimento relativo all'installazione, prevista al quarto anno di progetto, comporta un capex stimato in 241,937 €, a cui si aggiunge negli anni successivi un costo per i due ampliamenti di energia pari a 18,395 € e 22,367 €. Il costo di sostituzione principale è pari a 72.581 € e un valore residuo, legato alla vita utile non ancora esaurita, pari a 29.032 €.

Nel grafico successivo è riportato l'andamento del profilo orario dell'energia importata dalla rete nei giorni rappresentativi, con e senza la presenza dell'accumulo.



*Figura 29: variazione del profilo orario dell'import con e senza accumulo*

Si nota come l'accumulo consenta una riduzione dell'import nelle ore serali di tutte le giornate rappresentative tranne il 24 ottobre; l'accumulo fa sì che, quando avviene il rilascio dell'energia immagazzinata, questa compensi parzialmente l'assenza di produzione fotovoltaica. Al contrario, in condizioni di scarsa irradiazione o cielo coperto, l'impatto del sistema risulta trascurabile.

Nel complesso, l'energia importata nello scenario A con l'impianto a grandezza massima ammonta a 7,136 MWh, con una riduzione di circa 200 MWh rispetto al caso base, mentre l'energia esportata scende a 6,080 MWh rispetto ai 6,326 MWh del caso senza accumulo. I valori di autoconsumo e autosufficienza aumentano lievemente, raggiungendo rispettivamente 47.73% e 43.65%.

L'analisi economica complessiva restituisce un VAN pari a 15,188 €, un TIR del 7,20% e un tempo di ritorno attualizzato di 14,26 anni. Tali risultati indicano che l'intervento si colloca leggermente al di sopra dei limiti della fattibilità economica, con leggeri margini di convenienza e un periodo di recupero dell'investimento lungo.

Posticipare l'anno di installazione del sistema di accumulo comporta una riduzione della convenienza economica complessiva, poiché si riduce il numero di anni in cui l'impianto può generare flussi di cassa positivi legati ai risparmi energetici ottenuti.

In particolare, installando un accumulo di dimensioni analoghe al sesto anno invece che al quarto, la redditività dell'investimento risulta inferiore. L'effetto si accentua ulteriormente qualora l'installazione avvenga all'ottavo anno, quando la potenza fotovoltaica raggiunge il valore massimo: in tale caso, la contrazione del periodo utile alla generazione dei benefici economici si traduce in un peggioramento ancora più marcato degli indicatori economici.

#### 5.4.2 Scenario B

Si analizza ora lo scenario ibrido composto dalle batterie agli ioni di litio e dalle IFB nella timeline progressiva di espansione fino a 10 MWp dell'impianto fotovoltaico. A causa della presenza del vincolo imposto sul dimensionamento relativo delle due batterie, il risultato ottenuto dall'ottimizzazione è stato il seguente:

	Energia Li-Ion [kWh]	Potenza Li-Ion [kW]	C-rate Li-Ion	Energia IFB [kWh]	Potenza IFB [kW]	C- rate IFB
5 MWp	2232	425	0.19	2232	425	0.19
7 MWp	4215	630	0.15	4215	630	0.15
10 MWp	4215	651	0.15	4215	651	0.15

Tabella 11: dimensionamento batterie scenario B - 10 MWp

Nel corso di un anno, nel periodo in cui l'impianto ha raggiunto la grandezza massima, la Li-Ion scarica circa 957,795 kWh, equivalenti a 227 cicli completi di carica-scarica, mentre la IFB scarica circa 884,804 kWh, pari a circa 210 cicli, per un totale di 1,843 MWh scaricati dall'accumulo.

Attraverso il seguente grafico si evidenzia come l'efficienza energetica sia influenzata parallelamente da entrambe le RTE, con un risultato finale che comporta circa un quinto di energia persa durante la fase di accumulo.



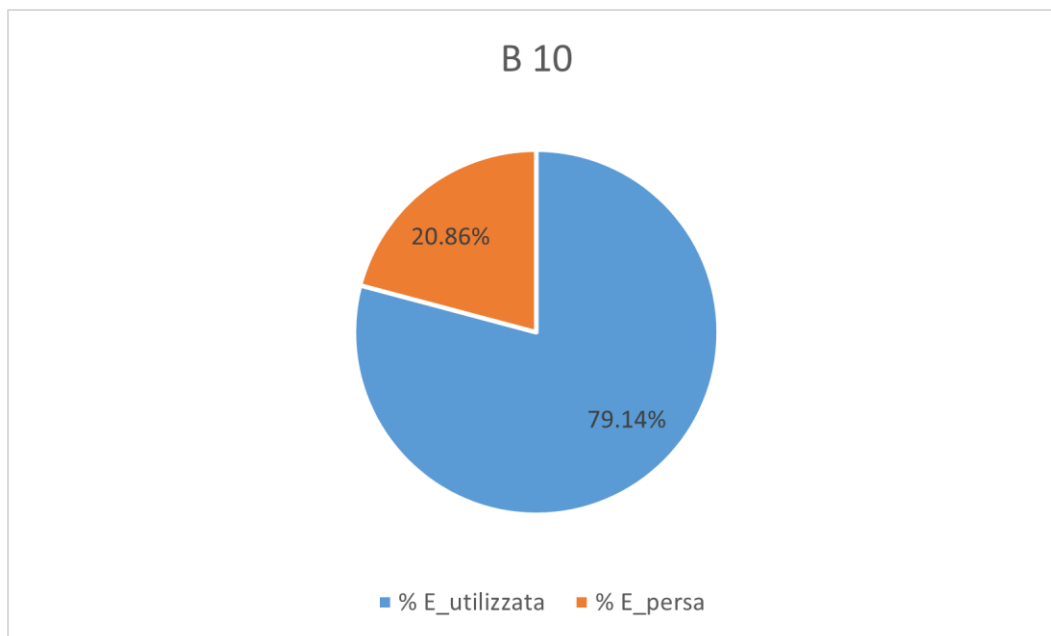


Figura 30: Diagramma a torta percentuale dell'energia utilizzata e persa nella fase di accumulo

Sul piano economico, l'investimento relativo all'installazione, prevista al quarto anno di progetto, comporta un capex stimato di 1,080,317 €, a cui si aggiunge negli anni successivi un costo per i due ampliamenti della parte di energia pari a 806,089 € e 19,203 €. I due costi di sostituzione maggiori sono pari a 213,856 € e 170,883 €, ma con un valore residuo rispettivamente di 85,542 € e di 102,530 €.

Nel grafico successivo è riportato l'andamento del profilo orario dell'energia importata dalla rete nei giorni rappresentativi, con e senza la presenza dell'accumulo.

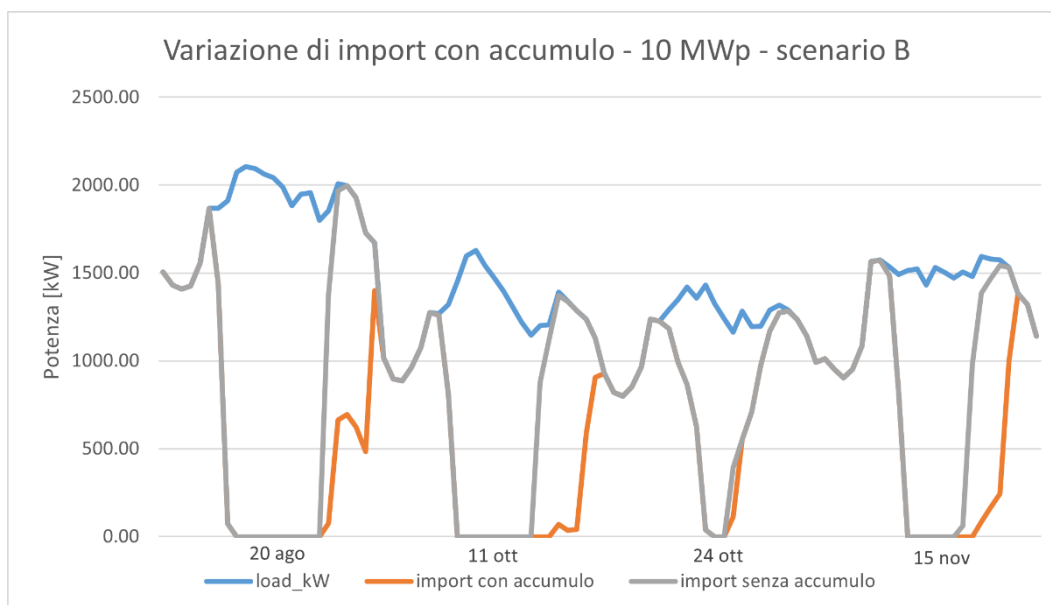


Figura 31: variazione del profilo orario dell'import con e senza accumulo

L'analisi dei grafici mostra come, nelle ore serali, la riduzione dell'import energetico rispetto al caso base risulti più evidente rispetto allo scenario A. Questo comportamento è imputabile al maggiore dimensionamento delle batterie, che consente un rilascio di energia più prolungato nelle ore successive al tramonto e una migliore copertura dei consumi notturni.

Le variazioni nei flussi energetici rispetto allo scenario senza accumulo risultano dunque decisamente più significative: l'energia importata dalla rete si riduce a 5,514 MWh, pari a una diminuzione di circa 1,800 MWh rispetto al caso base, che comporta l'aumento dell'autosufficienza di circa quindici punti percentuali fino al 56.45%; l'energia esportata si attesta a 3,997 MWh, con un calo di circa 2,300 MWh, che comporta un aumento dell'autoconsumo di circa venti punti percentuali, raggiungendo il 65.63%.

Tali miglioramenti nei parametri energetici si riflettono positivamente anche sulle prestazioni economiche del sistema: i flussi di cassa annuali risultano più consistenti e determinano un VAN pari a 245,937 €, un TIR del 8.86% e un PBT pari a 12.45 anni. I parametri economici mostrano come questo sia l'investimento più redditizio, con il VAN più grande ottenuto e un tempo di ritorno in linea con gli altri scenari studiati.

Sono state analizzate anche due ipotesi alternative, in cui l'installazione dell'accumulo viene posticipata al sesto e all'ottavo anno di progetto, così da renderlo operativo solo dopo l'espansione fotovoltaica a 7 MWp o a 10 MWp. In questi casi, il dimensionamento ottimale si mantiene pressoché invariato, con le capacità di potenza ed energia installate nei rispettivi anni del primo scenario B studiato in questo capitolo. I valori di autoconsumo e autosufficienza restano analoghi, ma la minore durata del periodo in cui l'impianto beneficia di flussi di cassa positivi comporta un peggioramento degli indicatori economici.

	VAN [€]	TIR [%]	PBT [anni]
B-10	245,937	8.86%	12.45
B-10 inst 6	210,472	8.89%	10.90
B-10 inst 8	104,835	7.89%	10.37

*Tabella 12: variazione parametri economici nello scenario B nel caso di installazione in anni diversi*

Come successo anche nello scenario A, la variazione del PBT è forviante: apparentemente diminuisce, ma poiché viene calcolato a partire dall'anno del primo flusso di cassa negativo, in realtà rispetto all'anno zero il tempo di ritorno risulta maggiore quando l'installazione avviene al sesto anno o all'ottavo anno.

In sintesi, l'aumento della capacità di accumulo migliora sensibilmente le prestazioni energetiche e la redditività complessiva del sistema, ma il posticipo dell'investimento riduce la durata dei benefici economici, rendendo lo scenario con installazione anticipata globalmente più vantaggioso.

### 5.4.3 Scenario C

In questo scenario, come già successo nelle timeline precedenti, a causa del costo elevato delle VRFB, si torna ad un dimensionamento dello stesso ordine di grandezza dello scenario A, molto inferiore rispetto allo scenario B appena analizzato.

Si ricorda che per l'ottimizzazione è stato imposto il vincolo di dimensionamento minimo per le VRFB, che devono essere presenti almeno per un 5% della totalità della grandezza dell'accumulo.

L'ottimizzazione ha portato al seguente dimensionamento:

	Energia Li-Ion [kWh]	Potenza Li-Ion [kW]	C-rate Li-Ion	Energia VRFB [kWh]	Potenza VRFB [kW]	C-rate VRFB
5 MWp	711	120	0.17	44	10	0.23
7 MWp	711	120	0.17	44	10	0.23
10 MWp	711	120	0.17	44	10	0.23

Tabella 13: dimensionamento accumulo timeline 10 MWp - scenario C

La ridotta capacità della batteria VRFB comporta un contributo energetico minimo sul bilancio complessivo dell'impianto. In tale configurazione, l'integrazione di una tecnologia di questo tipo risulta difficilmente giustificabile dal punto di vista tecnico ed economico, rendendo opportuna una riflessione sull'effettiva necessità della sua installazione.

Si può analizzare, da un punto di vista di efficienza energetica, l'impatto della VRFB sulla Li-Ion, attraverso il seguente grafico:

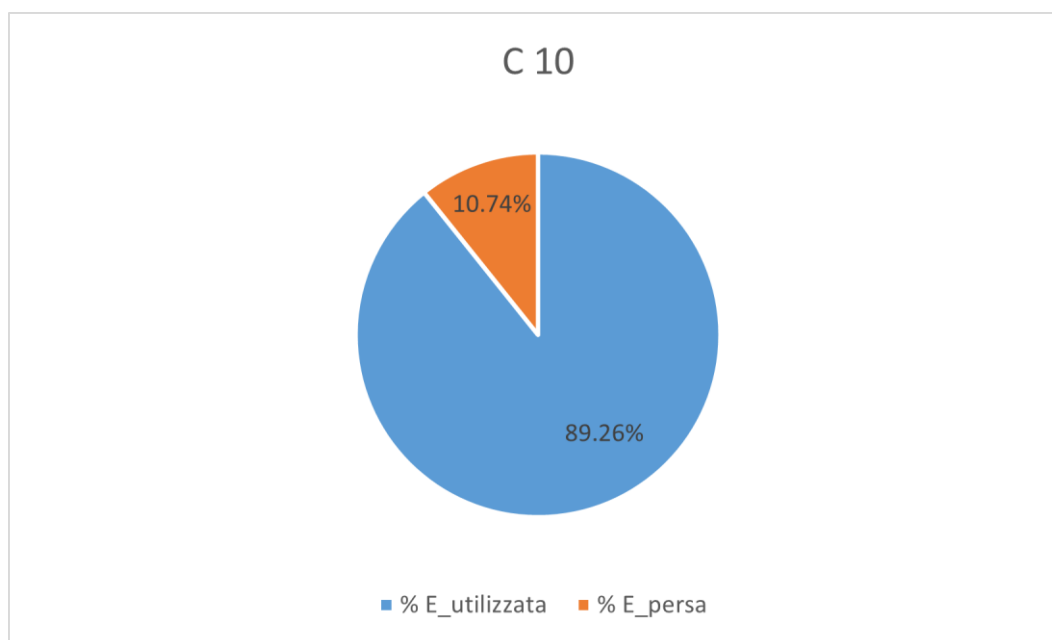


Figura 32: Diagramma a torta percentuale dell'energia utilizzata e persa nella fase di accumulo

La limitata incidenza della componente VRFB determina una lieve riduzione dell'efficienza complessiva del sistema di accumulo, pari a meno di un punto percentuale rispetto alla round trip efficiency delle sole batterie agli ioni di litio.

Dal punto di vista energetico, la batteria Li-Ion scarica complessivamente 169,539 kWh, mentre la VRFB ha contribuito con soli 11,970 kWh, confermando la marginalità del suo apporto sul totale dell'energia gestita.

Il costo d'investimento complessivo associato a questa configurazione è pari a 239,300 €, di cui circa il 7.5% attribuibile alla quota relativa alla tecnologia VRFB. Il costo di sostituzione è stimato in 66,411 €, parzialmente compensato da un flusso di cassa positivo di 26,564 € legato al valore residuo corrispondente alla vita utile non ancora esaurita.

Il grafico seguente mostra l'andamento del profilo orario dell'import di energia, mettendo a confronto il caso base e lo scenario C:

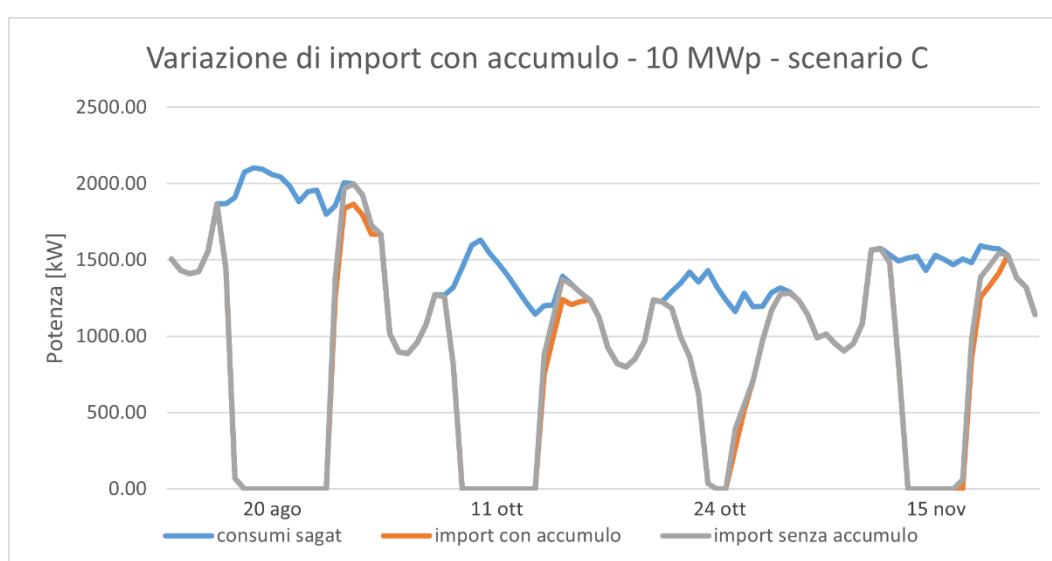


Figura 33: variazione del profilo orario dell'import con e senza accumulo

La variazione dei risultati rispetto al caso privo di sistema di accumulo risulta minima, analogamente a quanto osservato nello scenario A. Come riportato nella tabella seguente, le differenze nei valori di energia importata ed esportata sono marginali, e di conseguenza anche i parametri di autoconsumo e autosufficienza mostrano variazioni di entità molto contenuta.

	base	Scenario C
<b>Import [MWh]</b>	7,357	7,175
<b>Autosufficienza</b>	41.91%	43.34%
<b>Export [MWh]</b>	6,326	6,122
<b>Autoconsumo</b>	45.63%	47.37%

Tabella 14: confronto valori energetici tra caso base e scenario C

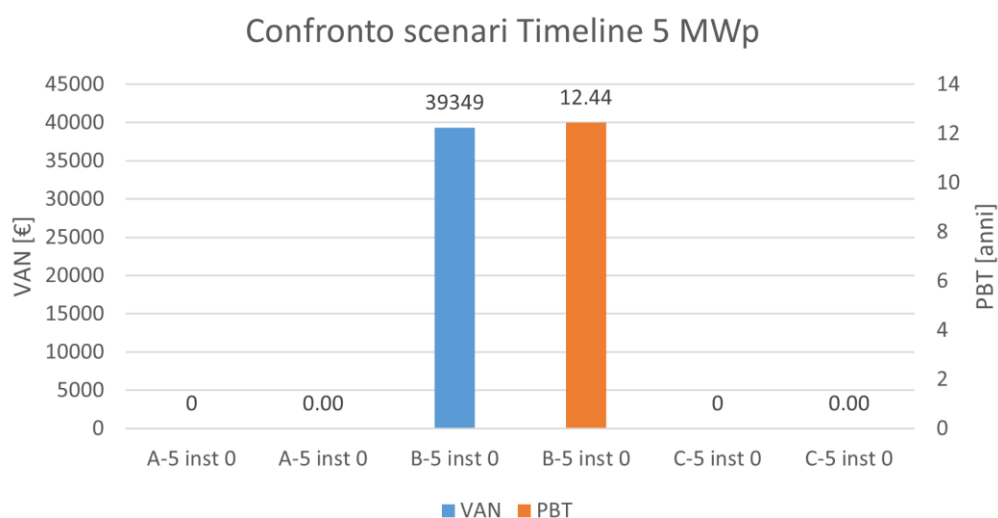
Dal punto di vista economico, è possibile sottolineare la limitata fattibilità economica dell'investimento; il VAN è leggermente superiore a zero e vale 13,712 €, il TIR è poco superiore al tasso di attualizzazione e vale 7.22% e il PBT è di 14.19 anni.

Qualora l'installazione del sistema di accumulo venga posticipata rispetto al quarto anno, in concomitanza con le fasi successive di ampliamento dell'impianto fotovoltaico, la già modesta convenienza economica osservata nello scenario base tende a ridursi ulteriormente. A partire dall'ottavo anno, l'investimento risulterebbe infatti non più sostenibile dal punto di vista economico, poiché il minor numero di anni di esercizio residuo non consentirebbe di recuperare l'esborso iniziale attraverso i flussi di cassa positivi generati dai risparmi energetici.

## 5.5 Confronto tra gli scenari

In questo capitolo si riportano i diversi scenari studiati per ogni timeline, confrontandoli attraverso l'utilizzo degli indicatori economici per individuare l'installazione più conveniente in ogni caso studiato.

Si riportano, attraverso il seguente grafico, il VAN e il PBT degli investimenti per la timeline di 5 MWp:



*Figura 34: indicatori economici scenari timeline 5 MWp*

L'unico scenario risultato economicamente sostenibile con questa potenza dell'impianto fotovoltaico è stato l'accumulo composto da batterie Li-Ion e batterie IFB, con un VAN di circa 40,000 € e un PBT di 12.44 anni. Tutti gli altri scenari, poiché più costosi, non sono risultati convenienti a causa del ridotto surplus di energia presente tra produzione fotovoltaica e domanda energetica di Sagat.

Per quanto riguarda la timeline 7 MWp, come mostrato nel corrispondente sottocapitolo, ogni scenario ha presentato valori attuali netti positivi; nella figura riportata si possono facilmente confrontare i diversi risultati ottenuti:

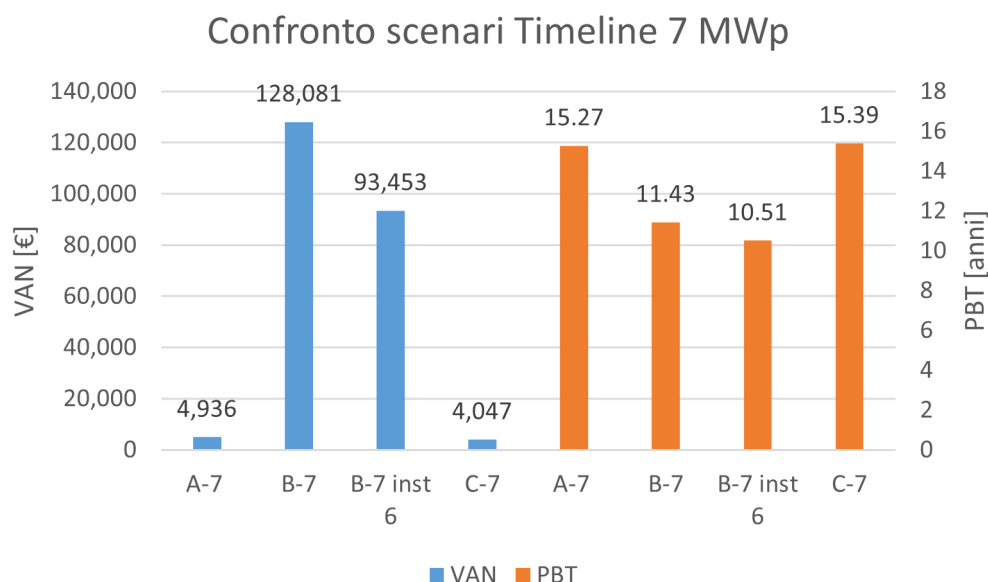


Figura 35: indicatori economici scenari timeline 7 MWp

Lo scenario A e lo scenario C hanno riportato indicatori simili, con un leggera preferenza per l'installazione delle sole batterie al litio. Infatti, il VAN nello scenario A è superiore di circa 900 € rispetto allo scenario C e il PBT è leggermente inferiore. Risultati nettamente migliori si sono riscontrati nell'analisi dello scenario B, con VAN tra i 93,000 € e i 128,000 € e con PBT tra i 10.51 e gli 11.43 anni.

Un ulteriore strumento utile per il confronto tra tutti questi scenari può essere il TIR, riportato nel seguente grafico:

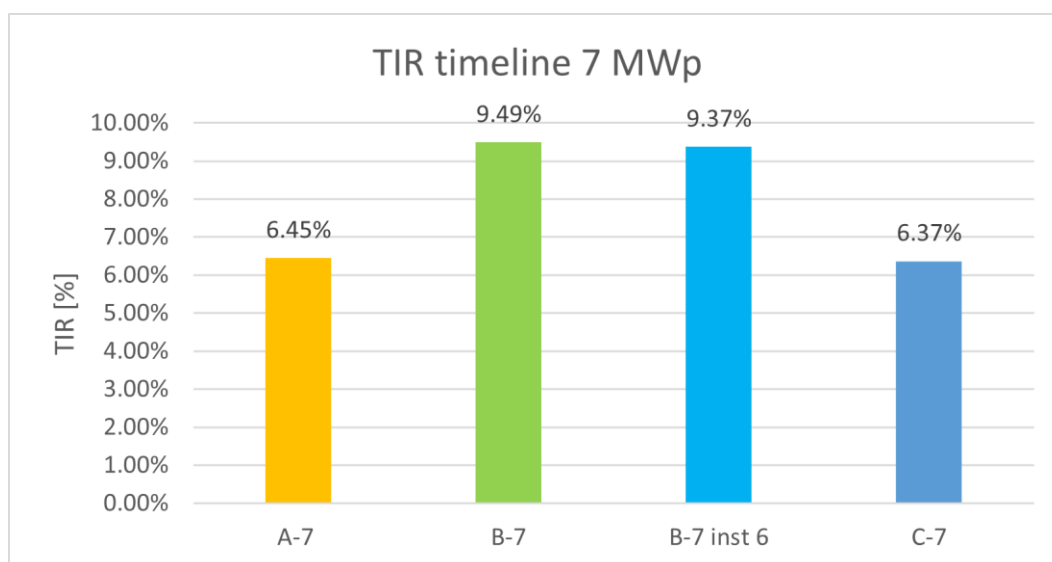


Figura 36: confronto dei TIR nella timeline 7 MWp

Anche questo indicatore economico ci porta nella stessa direzione: gli scenari A e C sono tra di loro simili, con TIR di poco superiori rispetto al tasso di sconto del 6%, mentre entrambi gli scenari B con diversi anni di installazione dell'accumulo risultano migliori, con TIR intorno al 9-10%.

Infine, per quanto riguarda la timeline 10 MWp, essa presenta gli scenari più convenienti grazie ai grandi flussi di cassa annui positivi dovuti alla marcata diminuzione di import e al grande aumento di export di domanda di energia rispetto allo scenario base senza accumulo. Nonostante i dimensionamenti maggiori e quindi i costi iniziali nettamente più elevati, soprattutto nello scenario B, gli investimenti sono decisamente più redditizi.

Si riportano due grafici per il confronto tra i diversi VAN e PBT di tutti gli scenari con la massima potenza di picco installata:

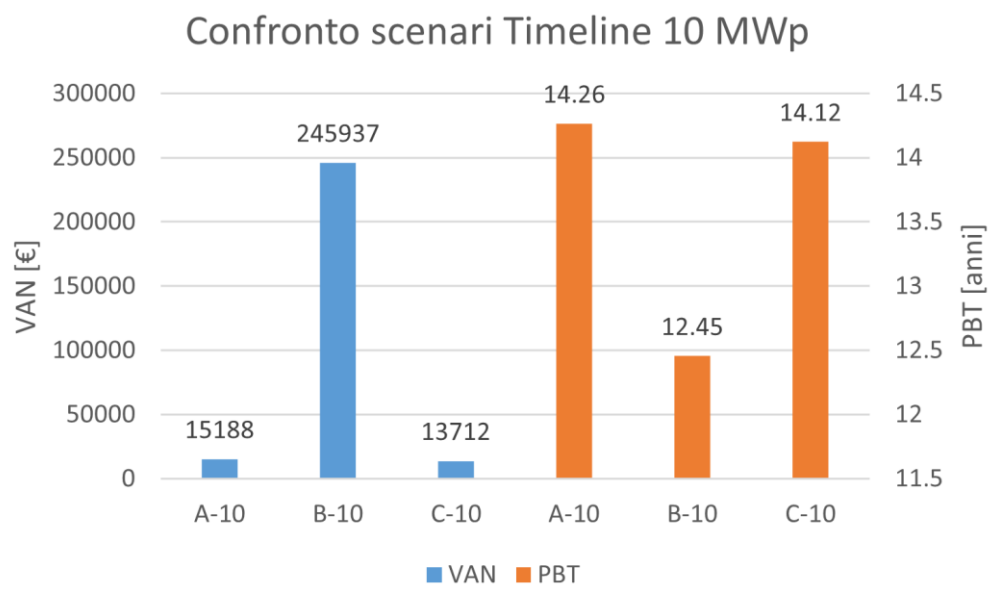


Figura 37: indicatori economici scenari timeline 10 MWp con installazione al quarto anno

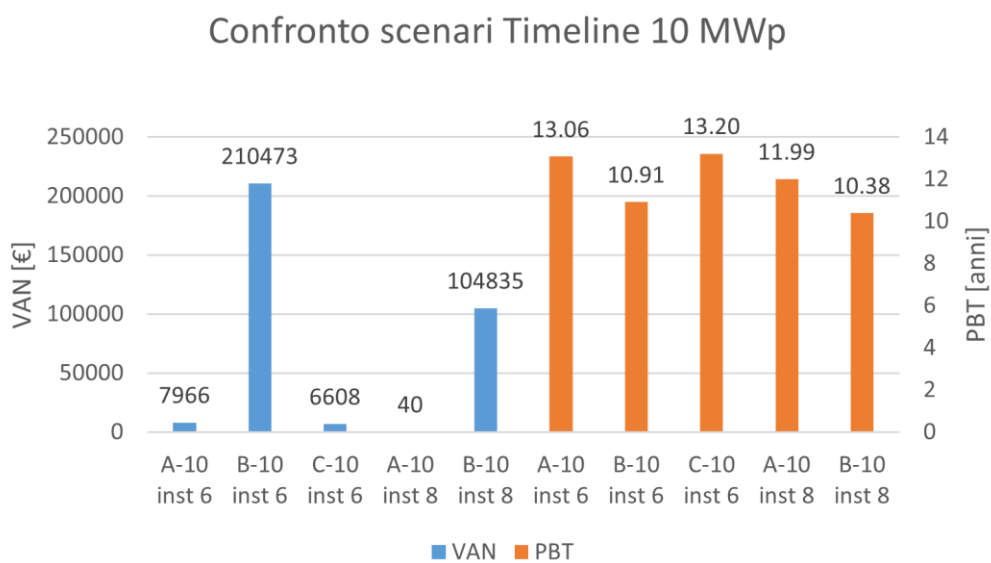


Figura 38: indicatori economici scenari timeline 10 MWp con installazione in anni successivi

È evidente come per ogni scenario l’installazione al quarto anno risulti la migliore, in quanto riesce ad usufruire di più anni con flussi di cassa positivi, mentre quando si posticipa

l'investimento per attendere l'espansione dell'impianto fotovoltaico poi gli investimenti risultano peggiori.

La soluzione migliore, anche nella presente timeline, risulta lo scenario B, grazie ad un VAN di circa 246,000 € e un PBT di 12.45 anni. Ciò è confermato anche dal confronto tra i diversi TIR, che presentano tutti valori superiori al tasso di sconto, con l'unica eccezione per lo scenario A con installazione all'ottavo anno che presentava anche un VAN sostanzialmente pari a 0 €.

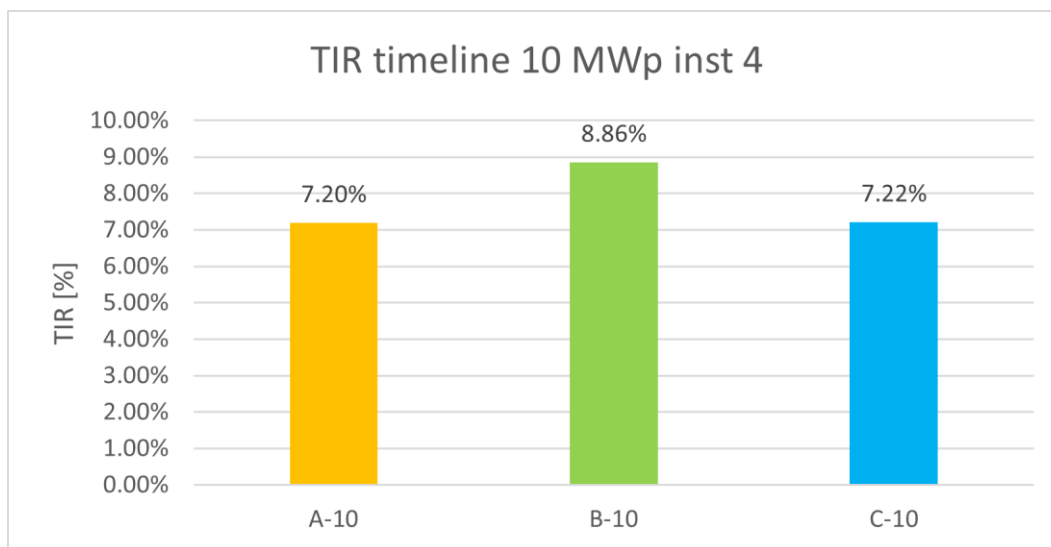


Figura 39: confronto dei TIR nella timeline 10 MWp con installazione al quarto anno

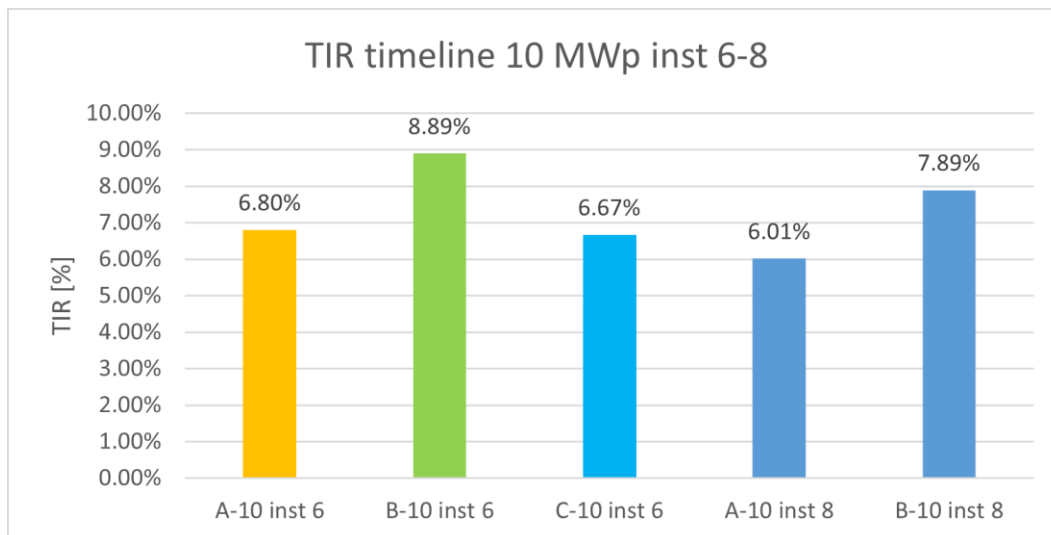


Figura 40: confronto dei TIR nella timeline 10 MWp con installazione al sesto e ottavo anno



## 6 Analisi di sensitività

L'analisi di sensitività rappresenta una fase fondamentale nello studio di fattibilità tecnico-economica di un sistema di accumulo energetico, poiché consente di valutare la robustezza dei risultati ottenuti rispetto alla variazione di alcuni parametri chiave del modello. In particolare, permette di comprendere come variazioni nelle ipotesi di partenza – come i costi dell'energia – possano influire sulla convenienza dell'investimento e sulla scelta ottimale di dimensionamento del sistema.

Nel presente studio si è scelto di condurre due differenti analisi di sensitività:

1. Nella prima analisi si è mantenuto fisso il dimensionamento ottimale studiato, variando il tasso di crescita annuale del prezzo dell'energia elettrica nei seguenti casi: -2%, +2%, +5%. In questo modo è possibile valutare quanto la redditività del progetto sia sensibile alle fluttuazioni del mercato elettrico, in uno spettro che comprende sia condizioni più sfavorevoli, come la riduzione dei prezzi, sia condizioni più vantaggiose, come l'aumento dei prezzi
2. Nella seconda analisi si è fissato il tasso di crescita annuo del prezzo dell'energia al 2% e si è ricalcolata l'ottimizzazione del sistema per tutte le timeline di sviluppo fotovoltaico considerate nello scenario A, ovvero nello scenario tecnologicamente più pronto commercialmente. Tale analisi permette di verificare se una variazione del tasso di crescita comporti modifiche sostanziali nelle scelte di dimensionamento ottimale dell'accumulo e quindi nella complessiva strategia di implementazione.

L'obiettivo complessivo è quindi duplice: da un lato, testare la stabilità economica delle soluzioni già individuate, dall'altro valutare l'influenza delle dinamiche di prezzo dell'energia sul processo decisionale di investimento.

### 6.1 Variazione del tasso di crescita annuo dell'energia

In una prima fase, l'analisi di sensitività è stata svolta mantenendo invariato il dimensionamento ottimale dell'accumulo individuato in precedenza per ciascuna combinazione di scenario e timeline di sviluppo fotovoltaico.

L'obiettivo è stato quello di valutare come la variazione del tasso di crescita annuo del prezzo dell'energia elettrica influisca sui principali parametri economici dell'investimento, senza alterare le scelte progettuali di base. In linea con la prassi modellistica UE, si adottano scenari e traiettorie di prezzo invece di un singolo tasso deterministico. A fini applicativi, la presente tesi utilizza una banda di sensitività sul tasso annuo di crescita del prezzo dell'energia, che sintetizza l'incertezza di lungo periodo del prezzo dell'energia:

- -2%, rappresentativo di una diminuzione progressiva dei prezzi nel tempo, ipotizzabile in un contesto di aumento della produzione rinnovabile o di riduzione della domanda complessiva;
- +2%, assunto come valore di riferimento, coerente con un andamento medio di crescita dei prezzi nel lungo periodo;
- +4%, che simula una situazione di incremento più marcato dei prezzi, dovuto a fattori geopolitici, economici o regolatori.

L'analisi è stata condotta mantenendo costanti tutti gli altri parametri, così da isolare l'effetto del solo tasso di crescita del prezzo dell'energia sulle performance economiche del sistema. I grafici riassuntivi riportati di seguito sintetizzano i risultati ottenuti per l'insieme degli scenari e delle timeline considerate. Essi consentono di evidenziare, in modo immediato, l'andamento dei principali indicatori economici al variare del tasso di crescita del prezzo dell'energia e di confrontare la sensibilità dei diversi scenari tra loro.

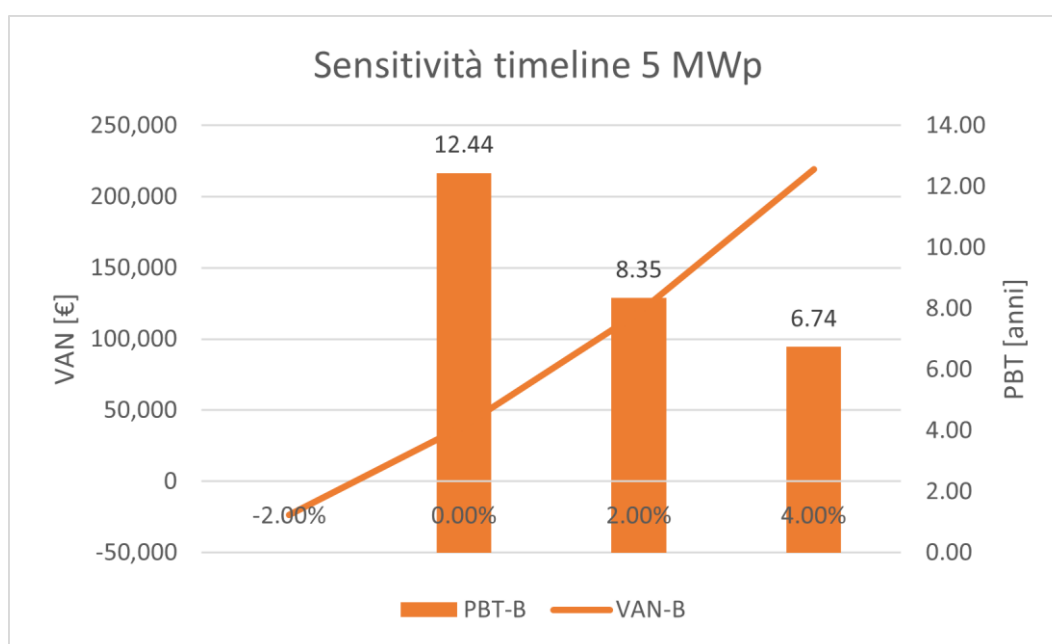


Figura 41: analisi di sensitività per la timeline 5 MWp scenario B

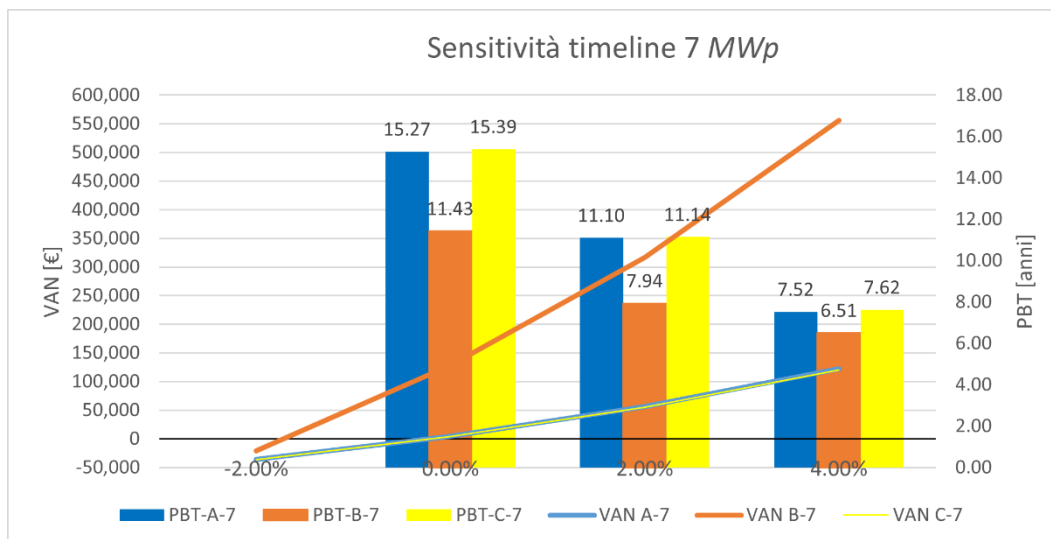


Figura 42: analisi di sensitività per la timeline 7 MWp

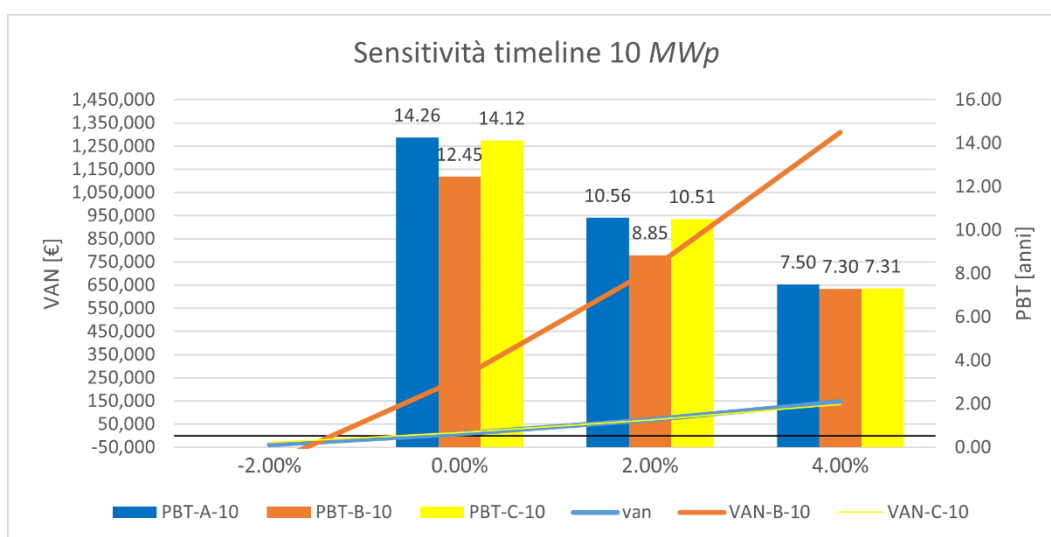


Figura 43: analisi di sensitività per la timeline 10 MWp

Dall'osservazione complessiva emerge come un incremento del prezzo dell'energia migliori la redditività dell'investimento, soprattutto negli scenari caratterizzati da elevata produzione fotovoltaica e alti livelli di autoconsumo, mentre una riduzione dei prezzi tende a ridurre in modo più marcato la convenienza dell'accumulo.

In particolare, all'aumentare del tasso di crescita rispetto al caso base (0%), risultano particolarmente convenienti anche gli scenari A e C, con valori attuali netti decisamente superiori e tempi di ritorno che diminuiscono progressivamente. È interessante evidenziare, a titolo esemplificativo, la variazione degli indicatori economici dello scenario A nella timeline 7 MWp; il PBT passa progressivamente dai circa 15 anni iniziali a 10 e poi a 7.5 anni e il VAN aumenta sensibilmente, partendo dagli iniziali 5,000€ fino ad arrivare ad un valore di circa 125,000 € con un tasso di crescita annuo del 4%.

Dall'analisi condotta è possibile trarre un'ulteriore considerazione di rilievo. Nel caso in cui il tasso di crescita del prezzo dell'energia assuma un valore negativo pari a -2%, nessuno degli

investimenti risulta economicamente sostenibile, neppure lo scenario B, che nei casi base era emerso come il più vantaggioso tra quelli analizzati. Per valori del tasso di crescita compresi tra -2% e 0%, si osserva invece che solo lo scenario B mantiene una redditività positiva, seppur in misura più contenuta rispetto al caso di riferimento.

## 6.2 Effetti della crescita del prezzo dell'energia sull'ottimizzazione dello scenario A

In una seconda fase dell'analisi di sensitività, si è deciso di valutare in che misura una diversa ipotesi di crescita del prezzo dell'energia possa modificare le strategie di dimensionamento ottimale del sistema di accumulo. A tal fine è stata condotta una nuova ottimizzazione completa dello scenario A, considerando tutte le timeline di sviluppo dell'impianto fotovoltaico e imponendo un tasso di crescita annuo del prezzo dell'energia pari a +2%.

Questa analisi consente di verificare se la variazione del tasso di crescita influisca non solo sui risultati economici, ma anche sulla scelta delle dimensioni ottimali dell'accumulo, e quindi sulla configurazione complessiva più conveniente dal punto di vista tecnico ed economico. Rispetto alla precedente analisi a parità di dimensionamento, in questo caso la capacità e la potenza del sistema di accumulo sono state ricalcolate in modo da massimizzare nuovamente il VAN per ciascuna timeline.

I risultati ottenuti, riportati nei grafici seguenti, mostrano come l'introduzione di un tasso di crescita positivo del prezzo dell'energia favorisca soluzioni con una maggiore capacità di accumulo installata, in particolare nelle timeline più avanzate, dove la potenza fotovoltaica complessiva risulta più elevata. Tale comportamento è coerente con l'aumento dei benefici economici derivanti dall'autoconsumo e dalla riduzione dell'energia acquistata dalla rete, che diventano più significativi al crescere del prezzo dell'energia nel tempo.

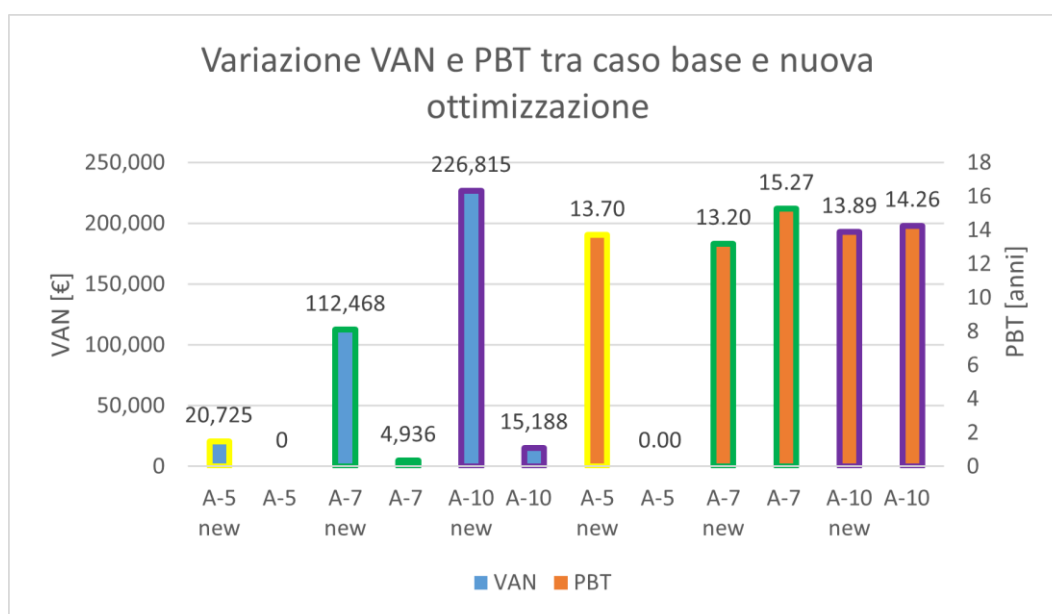
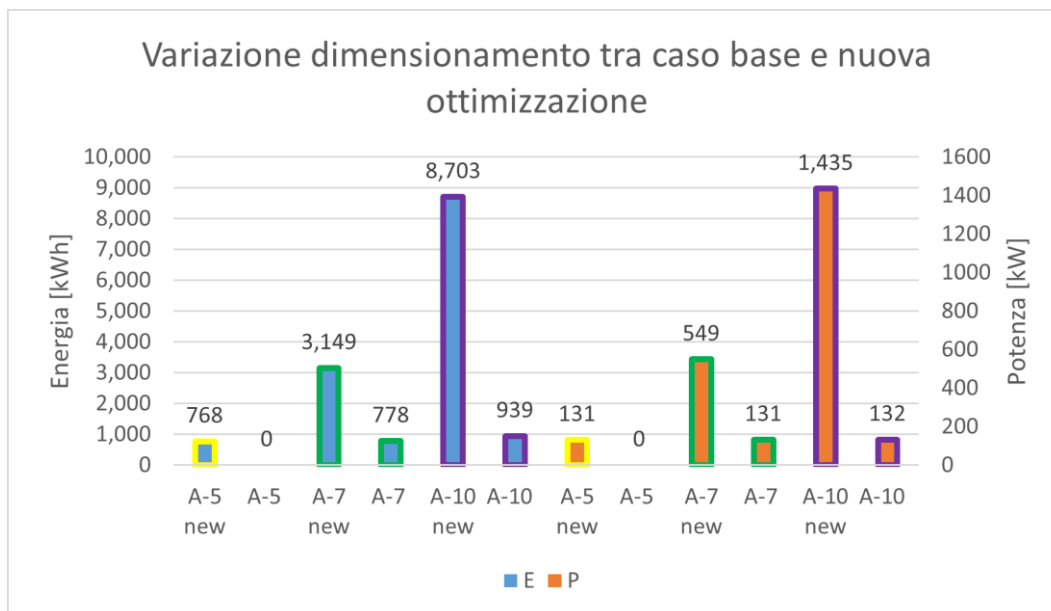


Figura 44: variazione parametri economici nell'analisi di sensitività



*Figura 45: variazione del dimensionamento nell'analisi di sensitività*

Nei grafici è mostrata la differenza tra il caso base e il caso “new”, ovvero il risultato della nuova ottimizzazione con il tasso di crescita annuo del prezzo dell’energia del 2%. In particolare, nel primo grafico viene mostrata la variazione del VAN e del PBT, con un aumento generale del VAN e una diminuzione del PBT, mentre nel secondo grafico viene mostrato il nuovo dimensionamento, che comporta un aumento sia della parte di energia che della parte di potenza in tutte le timeline oggetto di studio.

È importante sottolineare, tuttavia, che l’adozione di un tasso di crescita del prezzo dell’energia pari al +2% nella fase di progettazione comporta inevitabilmente un certo grado di incertezza legato all’evoluzione futura del mercato elettrico. Nel caso in cui tale previsione non si concretizzasse e il prezzo dell’energia non registrasse l’aumento ipotizzato, il dimensionamento maggiore dell’accumulo derivante dall’ottimizzazione effettuata potrebbe generare conseguenze economiche sfavorevoli, riducendo sensibilmente la redditività dell’investimento. In altre parole, un costo dell’energia stabile o in diminuzione renderebbe l’investimento non più sostenibile, a causa dell’elevato capitale immobilizzato in una capacità di accumulo sovradimensionata rispetto ai benefici energetici realmente ottenibili.

## 7 Integrazione logistica e spaziale nell'aeroporto

Al fine di valutare la fattibilità spaziale dell'integrazione dei sistemi di accumulo presso l'aeroporto di Torino, è stato condotto un dimensionamento preliminare delle tre configurazioni di base più grandi, ovvero della configurazione delle batterie negli scenari A, B e C nella timeline 10 *MWp*, considerando la potenza e la capacità energetica ottimale ottenuta dai modelli. I dati tecnici utilizzati derivano da fonti bibliografiche e da schede tecniche commerciali, con lo scopo di ottenere ordini di grandezza realistici per superficie e volume occupati dalle diverse tecnologie. Le stime sono da intendersi indicative e mirano a quantificare le esigenze di spazio per un'eventuale futura integrazione dell'accumulo in sito.

Per le batterie agli ioni di litio, sono stati considerati valori di densità energetica compresi tra 150 e 250 *Wh/kg*.<sup>67</sup> A titolo di riferimento commerciale è stato utilizzato l'EnerOne, un sistema sviluppato da Contemporary Amperex Technology Co. Limited (CATL); esso presenta 372 *kWh* di capacità e un C-rate nominale fino a 0,5 C per cabinet, con una superficie di circa 1,7 m<sup>2</sup> per unità.

Per le batterie a flusso di ferro, il riferimento è la ESS Energy Warehouse, caratterizzata da 500 *kWh* di capacità e 75 *kW* di potenza per unità containerizzata, caratterizzata da una superficie di 29,7 m<sup>2</sup>.

Infine, per VRFB, sono stati adottati valori medi di densità energetica 10–35 *Wh/kg*, coerenti con i sistemi commerciali modulari di piccola taglia ( $\approx 10$  *kW* / 40–100 *kWh*).<sup>68</sup>

Attraverso l'utilizzo dei valori citati, il dimensionamento spaziale per i tre casi studiati è il seguente:

1. Scenario A – 10 *MWp*, batteria al litio da 939 *kWh* e 132 *kW*: Per una densità energetica compresa tra 75 e 250 *Wh/kg*, la massa stimata delle celle varia tra 3,8 e 12,5 tonnellate.

Assumendo moduli analoghi all'EnerOne, il sistema richiederebbe circa 3 cabinet per una capacità totale di 1,1 *MWh*, con una superficie complessiva di circa 5–7 m<sup>2</sup>.

2. Scenario B – 10 *MWp*, batteria al litio e IFB di 4,214 *kWh* e 651 *kW*: Per il sistema litio, la massa complessiva stimata è di 16–56 tonnellate, corrispondente a circa 12 cabinet EnerOne, con una superficie occupata di circa 25–30 m<sup>2</sup>. La configurazione IFB di pari energia e potenza richiederebbe invece nove unità ESS Energy Warehouse, per una capacità complessiva di 4.500 *kWh* e 675 *kW*, e una superficie complessiva di circa 270 m<sup>2</sup>.

Tale confronto evidenzia come, a parità di prestazioni nominali, le batterie a flusso di ferro necessitano di spazi circa un ordine di grandezza superiori rispetto ai sistemi al litio.

3. Scenario C – 10 *MWp*, batteria al litio da 710 *kWh* e 119 *kW* e VRFB da 43 *kWh* e 10 *kW*: La soluzione al litio presenta una massa di 2,8–9,5 tonnellate e richiederebbe circa 2 cabinet, con una superficie di circa 4–5 m<sup>2</sup>. Una VRFB commerciale da 10 *kW* / 40–50 *kWh* ha invece una superficie di 5,5–6 m<sup>2</sup>, risultando quindi molto più ingombrante a parità di energia accumulata.

Le superfici calcolate si riferiscono unicamente al corpo principale del sistema di accumulo (cabinet o container) e non includono ulteriori spazi accessori per quadri elettrici, inverter, sistemi HVAC, vie di accesso o distanze di sicurezza antincendio. In fase progettuale, sarà quindi necessario considerare un margine addizionale cautelativo del 30% della superficie per tali elementi ausiliari, al fine di ottenere una stima completa dell'area realmente necessaria all'installazione.

	Occupazione accumulo [ $m^2$ ]	Margine addizionale [ $m^2$ ]	Spazio totale necessario [ $m^2$ ]
A-10 MWp	7	2.1	9.1
B-10 MWp	300	90	390
C-10 MWp	11	3.3	14.3

*Tabella 15: occupazione spaziale accumulo nei diversi scenari*

Queste valutazioni hanno pertanto finalità puramente indicative, utili a definire l'ordine di grandezza degli ingombri fisici associati alle diverse tecnologie, e a individuare le aree potenzialmente idonee all'interno dell'aeroporto per l'eventuale implementazione di sistemi di accumulo. Sulla base di queste valutazioni e della disponibilità spaziale individuata all'interno del sedime aeroportuale, è stata condivisa con Sagat S.p.a. la possibilità di collocare il sistema di accumulo nella porzione est dell'aeroporto, nell'area airside, sul lato opposto della pista rispetto all'aerostazione passeggeri.

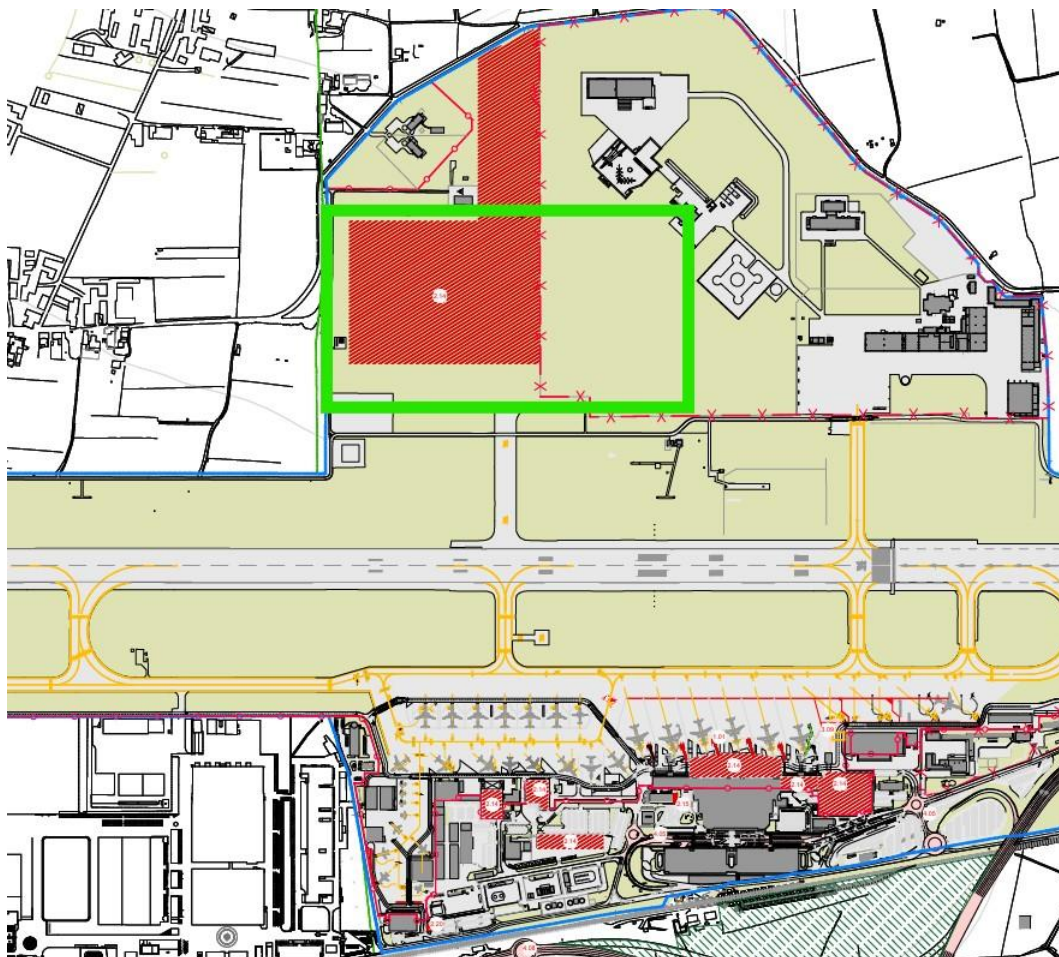
La soluzione scelta permetterebbe di valutare l'integrazione con le dorsali in media tensione (MT) dell'aeroporto, in modo da rendere possibile la connessione elettrica del BESS al sistema di distribuzione dello scalo. Tale connessione richiederà un'analisi tecnica di dettaglio in fase di progettazione esecutiva, volta a definire il punto di interfaccia più idoneo e le relative opere elettriche di collegamento, nel rispetto delle prescrizioni della norma CEI 0-16 per gli impianti connessi in MT.

Per il collocamento, la porzione est airside rappresenta un'area che, oltre a offrire disponibilità spaziale sufficiente per l'installazione delle batterie, garantisce adeguate condizioni di isolamento rispetto alle infrastrutture civili e alle aree di maggiore afflusso di personale. La posizione consente inoltre di rispettare, in fase progettuale, i requisiti stabiliti dalle principali normative e linee guida di sicurezza per i sistemi di accumulo elettrochimico, tra cui:

1. Le linee guida VVF 2024, che prescrivono l'installazione in aree accessibili ai mezzi di soccorso e le distanze minime di sicurezza tra unità o edifici confinanti.
2. La NFPA 855:2023, che definisce i criteri di layout, separazione e compartimentazione per i sistemi di accumulo elettrochimico stazionari.
3. La IEC 62933-5-2:2020, che stabilisce i requisiti di sicurezza e monitoraggio per i sistemi di accumulo connessi in rete, inclusa la gestione dei rischi di thermal runaway, di ventilazione e di isolamento elettrico.

La collocazione proposta sarà oggetto di approfondimento tecnico e autorizzativo nelle successive fasi progettuali, con l'obiettivo di garantire la conformità ai riferimenti normativi e di assicurare l'integrazione dell'accumulo nel sistema elettrico dell'aeroporto.

La seguente figura riporta la posizione individuata sopra descritta, della grandezza di più di 90,000  $m^2$ , nella zona est dello scalo e in prossimità di una delle aree fotovoltaiche esistenti.



*Figura 46: individuazione zona per installazione accumulo*



## 8 Conclusioni

L'analisi condotta ha permesso di valutare la sostenibilità tecnico-economica dell'integrazione di sistemi di accumulo elettrochimico all'interno dell'impianto fotovoltaico dell'aeroporto di Torino. Sono stati presi in considerazione diversi scenari di sviluppo del parco fotovoltaico e più tecnologie di accumulo, al fine di individuare la combinazione più efficace in termini di rendimento energetico, convenienza economica e fattibilità tecnica.

Le tabelle riassumono il risultato più significativo per ogni scenario, con l'aggiunta di uno scenario significativo dell'analisi di sensitività:

Scenario	E_Li [kWh]	P_Li [kW]	E_IFB [kWh]	P_IFB [kW]
5 MWp-B	695	172	695	119
7 MWp-B	1,615	275	1,615	275
10MWp-B	4,215	651	4,215	651
7 MWp-A new	3,149	549	-	-

*Tabella 16: risultati tecnici sintetici degli scenari migliori per ogni timeline*

Scenario	Costo [€]	autoconsumo	autosufficienza	VAN [€]
5 MWp-B	343,831	0.76 → 0.82	0.35 → 0.37	39,349
7 MWp-B	753,471	0.60 → 0.71	0.38 → 0.44	128,081
10MWp-B	1,905,609	0.46 → 0.66	0.42 → 0.56	245,937
7 MWp-A new	987,074	0.60 → 0.69	0.38 → 0.44	112,468

*Tabella 17: risultati economici ed energetici sintetici degli scenari migliori per ogni timeline*

Dai risultati ottenuti si possono trarre le seguenti conclusioni:

- Per potenze fotovoltaiche inferiori ai 5 MWp, l'installazione di sistemi di accumulo non risulta economicamente conveniente, poiché i benefici in termini di autoconsumo e autosufficienza non compensano i costi d'investimento.
- Nel caso di impianto da 5 MWp, l'unica configurazione che mostra un equilibrio economico positivo è rappresentata dal sistema ibrido Litio-IFB, capace di coniugare buone prestazioni con un contenimento dei costi.
- Per potenze superiori ai 5 MWp, tutti gli scenari analizzati risultano economicamente sostenibili, con il migliore risultato ottenuto tramite lo Scenario B, che massimizza autoconsumo e VAN.
- Nel caso di un possibile innalzamento del prezzo dell'energia o di un ritardo nella maturità commerciale delle nuove tecnologie a flusso, le batterie al Litio rappresentano una scelta capace di garantire affidabilità e ritorno economico.

Oltre agli aspetti tecnici e quantitativi, l'analisi ha evidenziato come il valore dell'accumulo dipenda in modo diretto e sensibile dal prezzo dell'energia elettrica. All'aumentare del prezzo di acquisto, infatti, cresce il beneficio economico legato alla capacità del sistema di ridurre l'import dalla rete: in altre parole, più l'energia costa, più valore assume l'accumulo.

Di contro, l'impiego di tecnologie con efficienza energetica ridotta comporta una perdita di energia di alto valore economico, riducendo la convenienza complessiva dell'investimento. Da ciò emerge la forte sensibilità dello studio alle variazioni del prezzo dell'energia, che rappresenta uno dei principali driver decisionali.

È inoltre importante sottolineare che, per una realtà come l'aeroporto di Torino, le motivazioni che guidano l'investimento non sono esclusivamente di natura economica. La strategia di sviluppo dell'aeroporto è infatti orientata verso obiettivi di sostenibilità ambientale e decarbonizzazione, in linea con la roadmap "Net Zero 2040", che prevede il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2040. In questa prospettiva, interventi come l'integrazione di sistemi di accumulo non rappresentano soltanto un'opportunità tecnico-economica, ma un tassello fondamentale per ridurre le emissioni e incrementare l'indipendenza energetica dello scalo, contribuendo in modo concreto alla transizione verso un modello aeroportuale a basse emissioni.

Considerati i tempi di ritorno ancora elevati, l'investimento risulterebbe pienamente giustificato da un punto di vista economico nel momento in cui venissero attivati incentivi o agevolazioni specifiche per i sistemi di accumulo; in tal caso, sarebbe anche possibile dimensionare batterie con una capacità maggiore, con l'obiettivo di incrementare ulteriormente l'autoconsumo e l'autosufficienza.

Infine, dal punto di vista tecnico, l'analisi dei casi simulati ha permesso di individuare un rapporto ottimale tra potenza ed energia per le batterie destinate ad applicazioni di autoconsumo in ambito aeroportuale. Valori di C-rate più bassi (tipicamente compresi tra 0.1 e 0.25) si sono rivelati più adeguati a garantire un funzionamento regolare, un miglior sfruttamento dell'energia prodotta e una maggiore convenienza economica nel lungo periodo.

In conclusione, l'integrazione di un sistema di accumulo risulta una soluzione promettente per l'aeroporto di Torino-Caselle, non soltanto per i benefici economici diretti, ma anche come strumento strategico per la sostenibilità e la resilienza energetica dell'infrastruttura. Il lavoro svolto costituisce una base solida per la futura progettazione e realizzazione del sistema di accumulo dell'aeroporto, fornendo indicazioni utili in termini di dimensionamento e prestazioni. L'effettiva convenienza dell'investimento sarà soggetta all'evoluzione dei costi tecnologici, del prezzo dell'energia e delle politiche di incentivazione, fattori che ne determineranno la piena sostenibilità economica.

L'analisi condotta potrà quindi contribuire a consolidare il ruolo di pioniere nella transizione energetica aeroportuale per l'aeroporto di Torino-Caselle, ponendolo come modello di riferimento per altri aeroporti impegnati nel percorso verso la neutralità carbonica.

- 
- <sup>1</sup> <https://www.aeroportoitorino.it/it/torinogreenairport/energia-e-decarbonizzazione/risultati-raggiunti>, visitato in data 28/10/2025
- <sup>2</sup> <https://www.aeroportoitorino.it/it/torinogreenairport/energia-e-decarbonizzazione/progetti-conclusi>, visitato in data 28/10/2025
- <sup>3</sup> <https://www.aeroportoitorino.it/it/torinogreenairport/energia-e-decarbonizzazione/progetti-conclusi>, visitato in data 28/10/2025
- <sup>4</sup> <https://www.aeroportoitorino.it/it/torinogreenairport/energia-e-decarbonizzazione/risultati-raggiunti>, visitato in data 28/10/2025
- <sup>5</sup> Amrouche S.O., Rekioua D., Rekioua T., Bacha S., *Overview of energy storage in renewable energy systems.*, International Journal of Hydrogen Energy, 41, 20914–20927, 2016
- <sup>6</sup> Borri E., Tafone A., Comodi G., Romagnoli A., Cabeza L.F., *Compressed Air Energy Storage — An Overview of Research Trends and Gaps through a Bibliometric Analysis.*, Energies, 15, 7692, 2022.
- <sup>7</sup> Choudhury S., *Flywheel energy storage systems: A critical review on technologies, applications, and future prospects.*, International Transactions on Electrical Energy Systems, 31, e13024, 2021.
- <sup>8</sup> Chavan S., Rudrapati R., Manickam S., *A comprehensive review on current advances of thermal energy storage and its applications.*, Alexandria Engineering Journal, 61, 5455–5463, 2022
- <sup>9</sup> Liu Z., Zhao P., Yang A., Ye K., Zhang R., Yuan H., Wang X., Rong M., *A Novel Method for Magnetic Energy Harvesting Based on Capacitive Energy Storage and Core Saturation Modulation.*, IEEE Transactions on Industrial Electronics, 70, 2586–2595, 2023.
- <sup>10</sup> Hunt J.D., Zakeri B., Jurasz J., Tong W., Dąbek P.B., Brandão R., Patro E.R., Đurin B., Filho W.L., Wada Y., et al., *Underground Gravity Energy Storage: A Solution for Long-Term Energy Storage.*, Energies, 16, 825, 2023.
- <sup>11</sup> Wang Z., Fang G., Wen X., Tan Q., Zhang P., Liu Z., *Coordinated operation of conventional hydropower plants as hybrid pumped-storage hydropower with wind and photovoltaic plants.*, Energy Conversion and Management, 277, 116654, 2023.
- <sup>12</sup> Rekioua D., *Energy Storage Systems for Photovoltaic and Wind Systems: a Review.*, Energies, 16, 3893, 2023
- <sup>13</sup> Sánchez-Díez E., Ventosa E., Guarnieri M., et al., *Redox flow batteries: Status and perspective toward sustainable stationary energy storage.*, Journal of Power Sources, 481, 228804, 2021.
- <sup>14</sup> Lourenssen K., Williams J., Ahmadpour F., et al., *Vanadium redox flow batteries: A comprehensive review.*, Journal of Energy Storage, 25, 100844, 2019.
- <sup>15</sup> <https://essinc.com/ess-technology-takes-off-at-schiphol-to-decarbonize-air-transportation>, visitato in data 29/09/2025
- <sup>16</sup> Yang L., Liu F., Li F., Chen Z., Wang J., Gao L., Xiao F., Sun J., Romagnoli A., *Thermal runaway prevention and mitigation for lithium-ion battery-powered electric aircraft: Challenges and perspectives.*, Aerospace Traffic and Safety, 1, 103–118, 2024.
- <sup>17</sup> Yadav J.K., Rani B., Saini P., Dixit A., *Rechargeable iron-ion (Fe-ion) batteries: recent progress, challenges, and perspectives.*, Energy Advances, 3, 927–944, 2024.
- <sup>18</sup> IEA-ETSAP, IRENA, *Hydropower Technology Brief (E06).*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2015
- <sup>19</sup> U.S. Department of Energy (DOE), Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, *Technology Strategy Assessment – Compressed Air Energy Storage (CAES).*, Washington, D.C., July 2023.
- <sup>20</sup> Dufo-López R., Lujano-Rojas J.M., Artal-Sevil J.S., Bernal-Agustín J.L., *Optimising Grid-Connected PV-Battery Systems for Energy Arbitrage and Frequency Containment Reserve.*, Batteries, 10(12), 427, 2024
- <sup>21</sup> AlSakka Y., Abid M., Mehmood K., Naeem M., Al-Turki Y., *Energy Storage Technologies for Photovoltaic and Wind Systems.*, Energies, 16, 3893, 2023
- <sup>22</sup> AlSakka Y., Abid M., Mehmood K., Naeem M., Al-Turki Y., *Energy Storage Technologies for Photovoltaic and Wind Systems.*, Energies, 16, 3893, 2023
- <sup>23</sup> Gullberg M., Odenberger M., Johnsson F., *Electricity supply at Visby Airport using solar and battery systems.*, Renewable Energy, 162, 1302–1313, 2020
- <sup>24</sup> Gullberg M., Odenberger M., Johnsson F., *Electricity supply at Visby Airport using solar and battery systems.*, Renewable Energy, 162, 1302–1313, 2020
- <sup>25</sup> <https://tulips-greenairports.eu/tulips-innovations-iron-flow-battery-and-h2-gpu>, visitato in data 25/09/2025
- <sup>26</sup> <https://www.mase.gov.it/portale/-/mission-innovation-2.0-avviso-mase-da-21-milioni-su-materie-prime-critiche-e-materie-prime-strategiche>, visitato in data 25/09/2025
- <sup>27</sup> Deng D., *Li-ion batteries: basics, progress, and challenges.*, Energy Science & Engineering, 3(5), 385–418, 2015
- <sup>28</sup> Deng D., *Li-ion batteries: basics, progress, and challenges.*, Energy Science & Engineering, 3(5), 385–418, 2015
- <sup>29</sup> Doughty D.H., Roth E.P., *A general discussion of Li-ion battery safety.*, The Electrochemical Society Interface, 21(2), 37–44, 2012

- <sup>30</sup>Yang L., Liu F., Li F., Chen Z., Wang J., Gao L., Xiao F., Sun J., Romagnoli A., *Thermal runaway prevention and mitigation for lithium-ion battery-powered electric aircraft: Challenges and perspectives.*, Aerospace Traffic and Safety, 1, 103–118, 2024
- <sup>31</sup>Mongird K., Fotedar V., Viswanathan V., Koritarov V., Balducci P., Hadjerioua B., Alam J., *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report.*, PNNL-28866, Pacific Northwest National Laboratory, July 2019
- <sup>32</sup>Mongird K., Fotedar V., Viswanathan V., Koritarov V., Balducci P., Hadjerioua B., Alam J., *Energy Storage Technology and Cost Characterization Report.*, PNNL-28866, Pacific Northwest National Laboratory, July 2019
- <sup>33</sup>Zhang H., Sun C., *Cost-effective iron-based aqueous redox flow batteries for large-scale energy storage application: A review.*, Journal of Power Sources, 493, 229445, 2021
- <sup>34</sup>Yu S., Yue X., Holoubek J., Xing X., Pan E., Pascal T., Liu P., *A low-cost sulfate-based all-iron redox flow battery.*, Journal of Power Sources, 506, 230457, 2021
- <sup>35</sup>Mongird K., Viswanathan V., Alam J., Vartanian C., Sprenkle V., Baxter R., *Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.*, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), DOE/PA-0204, 2020
- <sup>36</sup>Yu S., Yue X., Holoubek J., Xing X., Pan E., Pascal T., Liu P., *A low-cost sulfate-based all-iron redox flow battery.*, Journal of Power Sources, 506, 230457, 2021
- <sup>37</sup>Bailey J.J., Clemente A., Costa-Castelló R., Serra M., *All-iron redox flow battery in flow-through and flow-over set-ups.*, Environmental Science: Advances, 2024
- <sup>38</sup>Mongird K., Viswanathan V., Alam J., Vartanian C., Sprenkle V., Baxter R., *Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.*, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), DOE/PA-0204, 2020
- <sup>39</sup>ESS Tech, Inc., *Energy Warehouse™ — Datasheet (cod. EW\_Datasheet\_03\_04\_2021).*, Wilsonville, OR, 2021
- <sup>40</sup>ESS Tech, Inc., *Energy Warehouse™ — Datasheet (cod. EW\_Datasheet\_03\_04\_2021).*, Wilsonville, OR, 2021
- <sup>41</sup>Beriwal N., Verma A., *Development of economical and highly efficient electrolyte using vanadium pentoxide for vanadium redox flow battery.*, Environmental Science and Pollution Research, 29, 72187–72195, 2022
- <sup>42</sup>Puleston T., Clemente A., Costa-Castelló R., Serra M., *Modelling and Estimation of Vanadium Redox Flow Batteries: A Review.*, Batteries, 8(9), 121, 2022
- <sup>43</sup>Beriwal N., Verma A., *Development of economical and highly efficient electrolyte using vanadium pentoxide for vanadium redox flow battery.*, Environmental Science and Pollution Research, 29, 72187–72195, 2022
- <sup>44</sup>Yao J., Li Y., Massé R.C., Uchaker E., Cao G., *Revitalized interest in vanadium pentoxide as cathode material for lithium-ion batteries and beyond.*, Energy Storage Materials, 11, 205–259, 2018
- <sup>45</sup>Beriwal N., Verma A., *Development of economical and highly efficient electrolyte using vanadium pentoxide for vanadium redox flow battery.*, Environmental Science and Pollution Research, 29, 72187–72195, 2022
- <sup>46</sup>National Renewable Energy Laboratory. *Utility-Scale Battery Storage — 2024 Annual Technology Baseline.* Golden, CO, 2024. Visitato in data 13/10/2025
- <sup>47</sup>Munuera-Mínguez P., Rocca R., Malamaki K.N., Zafeiropoulou M., Apostolidou N., Martínez-López D.M., *Maturity assessment of grid-scale flexibility and energy storage services towards a decarbonized Europe.*, Open Research Europe, 2025
- <sup>48</sup>ESS Tech, Inc., *Energy Warehouse™ — Datasheet (cod. EW\_Datasheet\_03\_04\_2021).*, Wilsonville, OR, 2021
- <sup>49</sup>Kebede A.A., Kalogiannis T., Van Mierlo J., Bercebar M., *A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration.*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 159, 112213, 2022
- <sup>50</sup>European Commission, Joint Research Centre (JRC), *Batteries for energy storage in the European Union – 2022 Status Report.*, EUR 31220 EN, p. 12, 2022
- <sup>51</sup>Kebede A.A., Kalogiannis T., Van Mierlo J., Bercebar M., *A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration.*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 159, 112213, 2022
- <sup>52</sup>Sánchez-Díez E., Ventosa E., Guarnieri M., et al., *Redox flow batteries: Status and perspective toward sustainable stationary energy storage.*, Journal of Power Sources, 481, 228804, 2021
- <sup>53</sup>Kebede A.A., Kalogiannis T., Van Mierlo J., Bercebar M., *A comprehensive review of stationary energy storage devices for large scale renewable energy sources grid integration.*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 159, 112213, 2022
- <sup>54</sup>Flow Batteries Europe, *Written evidence (LES0019).*, 2023, p. 2
- <sup>55</sup>Mongird K., Viswanathan V., Alam J., Vartanian C., Sprenkle V., Baxter R., *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.*, DOE/PA-0204, Pacific Northwest National Laboratory, December 2020
- <sup>56</sup>Mongird K., Viswanathan V., Alam J., Vartanian C., Sprenkle V., Baxter R., *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.*, DOE/PA-0204, Pacific Northwest National Laboratory, December 2020
- <sup>57</sup>Viswanathan V., Mongird K., Franks R., Li X., Sprenkle V., Baxter R., *2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.*, PNNL-33283, Pacific Northwest National Laboratory, August 2022

- 
- <sup>58</sup> Yu S., Yue X., Holoubek J., Xing X., Pan E., Pascal T., Liu P., *A low-cost sulfate-based all-iron redox flow battery.*, *Journal of Power Sources*, 506, 230457, 2021
- <sup>59</sup> Yu S., Yue X., Holoubek J., Xing X., Pan E., Pascal T., Liu P., *A low-cost sulfate-based all-iron redox flow battery.*, *Journal of Power Sources*, 506, 230457, 2021
- <sup>60</sup> Mongird K., Viswanathan V., Alam J., Vartanian C., Sprenkle V., Baxter R., *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.*, DOE/PA-0204, Pacific Northwest National Laboratory, December 2020
- <sup>61</sup> Mongird K., Viswanathan V., Alam J., Vartanian C., Sprenkle V., Baxter R., *2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment.*, DOE/PA-0204, Pacific Northwest National Laboratory, December 2020
- <sup>62</sup> Krupp A., Rieger B., Schuster S., et al., *Calendar aging model for lithium-ion batteries considering storage SOC.*, *Journal of Energy Storage*, 43, 103218, 2021
- <sup>63</sup> Ali M., et al., *Battery Lifetime Degradation Mechanisms and Modeling Approaches: A Review.*, *Frontiers in Energy Research*, 11, 1108269, 2023
- <sup>64</sup> Madani S.S., et al., *Aging and Degradation Mechanisms in Lithium-Ion Batteries: Comprehensive Review and Future Outlook.*, *Batteries*, 11(4), 127, 2025
- <sup>65</sup> Lam L.T., et al., *A Decade of Insights into Lithium-Ion Battery Degradation and Lifetime Prediction Models.*, *Energy Storage Materials*, 78, 102385, 2025
- <sup>66</sup> U.S. Department of Energy – Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, *Introduction to Battery Energy Storage (FEMP/WBDG slide deck).*, 2022
- <sup>67</sup> Deng D., *Li-ion batteries: basics, progress, and challenges.*, *Energy Science & Engineering*, 3(5), 385–418, 2015
- <sup>68</sup> Kebede A.A., Dunlop E.D., Hallegatte S., Cole I.S., *Vanadium redox flow batteries: A review on progress and challenges in system design and performance.*, *Journal of Energy Storage*, 51, 104465, 2022