



POLITECNICO
MILANO 1863

DIPARTIMENTO DI ENERGIA
GRUPPO DI SISTEMI ELETTRICI PER L'ENERGIA

Modellazione, pianificazione ed esercizio di sistemi di accumulo a batteria

La compatibilità con i mercati
e gli impatti sul sistema elettrico

Marzo 2023

Modellazione, pianificazione ed esercizio di sistemi di accumulo a batteria

Gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia

Dipartimento di Energia, Politecnico di Milano

Via Lambruschini 4, 20156 Milano MI

Per informazioni:

e-mail: giuliano.rancilio@polimi.it

Sito web: <http://www.e4g.polimi.it/>

Prefazione

Indice

Prefazione	1
Indice	2
Ringraziamenti	4
1 Introduzione e motivazione	5
2 Modellazione numerica dei sistemi di accumulo a batteria	6
2.1 Breve panoramica sulla modellazione	6
2.2 La scelta di un modello empirico e di sistema e il processo per il suo sviluppo	7
2.3 Protocolli di test	9
2.3.1 Cicli ad alta DoD	9
2.3.2 Cicli a bassa DoD	10
2.3.3 I sistemi ausiliari.....	11
2.3.4 Come testare un asset reale? Strumentazione, invasività, tempi	12
2.4 I parametri del sistema	13
2.4.1 Efficienza	14
2.4.2 Capability del sistema	15
2.4.3 I sistemi ausiliari.....	15
2.5 La validazione dei modelli	16
2.6 L'asset reale, il gemello digitale, i modelli derivati	17
3 Strumenti di analisi tecnica ed economica	19
3.1 Analisi tecnico-economica della fornitura di servizi in ottica di revenue stacking	20
3.2 Aging da dati di letteratura ai fini della stima del LCOS.....	21
3.3 Ottimizzazione di sistemi distribuiti e distretti energetici	23
3.4 Analisi dinamica dell'impatto sulle reti elettriche di una regolazione veloce a batteria.....	24
4 Applicazioni e casi studio	27
4.1 Ritorno economico di un investimento in SdA a batteria	27
4.1.1 Piccola taglia	27
4.1.2 Grande taglia.....	29
4.2 Invecchiamento del BESS stimato in tempo reale tramite parametri di letteratura	33
4.3 Ottimizzazione di distretti energetici.....	35
4.4 Impatto di rete della partecipazione dei SdA alla regolazione di frequenza	37
5 Suggerimenti regolatori: il modello a supporto del ridisegno del mercato	39
5.1 Confronto tra SC, aFRR, mFRR	41
6 Conclusioni e spunti regolatori	45

Ringraziamenti

Il presente testo è stato sviluppato dai ricercatori del Gruppo di Ricerca di Sistemi Elettrici per l'Energia del Politecnico di Milano – Dipartimento di Energia. I lavori sono stati prodotti all'interno di vari progetti di ricerca, anche in collaborazione con enti esterni, tra cui il Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza (LEAP).

Alcuni dei temi sono anche stati presentati nell'evento *Energy Tracks – Accumulo Energetico*¹ svoltosi lo scorso 28 ottobre 2022 al Politecnico di Milano.

Nell'ambito delle collaborazioni attivate, e ancor più a base di ispirazione del lavoro sviluppato in questi anni, si ricorda lo scambio culturale e l'amicizia verso l'ing. Marco Pigni, che negli anni è stata una figura proattiva in progetti e riflessioni con il gruppo di ricerca di Politecnico di Milano.

A Marco Pigni è dedicato questo report, con un ringraziamento alle associazioni Anie, Elettricità Futura, Italia Solare e alle altre aziende e associazioni che hanno collaborato al finanziamento dell'Assegno di Ricerca "Sistemi di Accumulo e Mercati – Memorial Marco Pigni", contribuendo al completamento delle ricerche qui presentate ed alla pubblicazione della relazione.

¹ Energy Tracks – Accumulo Energetico: <https://www.leap.polimi.it/energy-tracks-accumulo-energetico/>
Video dell'evento: <https://www.youtube.com/watch?v=xkxURFy3jzM>

1 Introduzione e motivazione

I sistemi di accumulo (SdA), in particolare a batteria (Battery Energy Storage Systems – BESS), sono sempre più riconosciuti quali strumenti fondamentali per l'evoluzione del sistema elettrico nella direzione della decarbonizzazione. Infatti, l'integrazione nel sistema e nei mercati elettrici di una crescente e mole di risorse rinnovabili è sempre più necessaria; tale evoluzione è però attuabile solo tramite il supporto di risorse capaci di fornire flessibilità al sistema, risorse quali i SdA.

In tale contesto, l'impegno sul tema del Gruppo di Ricerca di Sistemi Elettrici per l'Energia del Politecnico di Milano, su più fronti e a più mani, si è nell'ultimo periodo intensificato con l'obiettivo di studiare le tecnologie, il contesto regolatorio, la fattibilità economica e, non da ultimo, l'impatto sociale delle possibili diverse soluzioni. Tale impegno è motivato dalla considerazione che, ad oggi, vi sia un gap sostanziale fra il mondo della ricerca e quello dell'industria, ovvero le importanti evoluzioni tecnologiche, sui materiali e sugli apparati, difficilmente sono fruibili e gestibili dal mondo industriale, mondo nel quale frequentemente i sistemi di accumulo rimangono una sorta di “vasca da bagno” più o meno ideale, in cui accumulare energia. Similmente, i mercati elettrici non sono di immediata lettura e la loro evoluzione ha spesso incerti impatti sulle tecnologie peculiari, quali i sistemi a contenuto di energia limitato. Emerge quindi la necessità di modelli matematici utili a rappresentare il funzionamento dei BESS nel proprio complesso, possibilmente a partire da test su asset in campo e non da analisi di laboratorio su singole celle elettrochimiche, a formulare analisi accurate, ma anche compatibili con le esigenze degli operatori, che tipicamente lavorano su scenari di medio-lungo periodo (caratterizzati quindi da previsioni con incertezza non trascurabile). Obiettivo finale degli studi è la valutazione dell'eventuale interesse in progetti BESS rispetto a prospettive economiche e tecniche sia per l'operatore sia per il sistema.

Nel seguito sono quindi raccolte e presentate le attività recenti del Gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia del Politecnico di Milano, il focus è dedicato al tema della modellazione e analisi dei sistemi di accumulo e degli impatti su mercato e sistema elettrico, l'obiettivo è la proposizione di riflessioni costruttive a livello industriale, regolatorio ed economico, per promuovere un'efficiente ed efficace integrazione dei sistemi di accumulo. Dato il carattere divulgativo del testo, sono presentati i contesti di utilizzo (e sono motivate le scelte attuate in fase di modellazione e analisi), alcune note metodologiche e poi i principali risultati ottenuti. Si rimanda alle pubblicazioni scientifiche per un maggiore dettaglio.

La struttura del report è la seguente.

- Il capitolo 2 presenta una panoramica sulla modellazione di BESS.
- Il capitolo 3 presenta note metodologiche per l'inserimento del modello BESS in strumenti adatti alla simulazione tecnico-economica, all'ottimizzazione, all'analisi del sistema elettrico.
- Il capitolo 4 riporta i principali risultati di alcuni casi studio di interesse, evidenziando il ruolo dell'accurata modellazione BESS nei vari contesti.
- Il capitolo 5 presenta un approfondimento sull'uso del modello BESS ai fini di fornire indicazioni regolatorie per il ridisegno del Mercato per il Servizio di Dispacciamento.
- Il capitolo 6 riassume conclusioni e spunti regolatori.

Il report viene pubblicato nel marzo 2023 in questa prima versione di bozza avanzata.

2 Modellazione numerica dei sistemi di accumulo a batteria

2.1 Breve panoramica sulla modellazione

Al fine di simulare i sistemi di accumulo è possibile ricorrere a modelli classificabili in base alla tipologia di equazioni utilizzate ed ai fenomeni rappresentati. Quelli che riescono a riprodurre la chimica della cella sono senza dubbio i più accurati, ma scontano un onere computazionale rilevante. Modelli analitici, basati ad esempio su equazioni di bilancio energetico a stimare efficienze, perdite e prestazioni della batteria, sono più semplici, in linea di principio meno accurati ma più veloci: utili quindi a simulare l'esercizio della batteria anche su intervalli temporali pluriennali. Eventualmente si può poi ricorrere alla teoria circuitale per ricondurre il comportamento delle celle elettrochimiche a quello di un circuito elettrico, mirando alla capacità di descrivere anche eventuali transitori nel dominio del tempo.

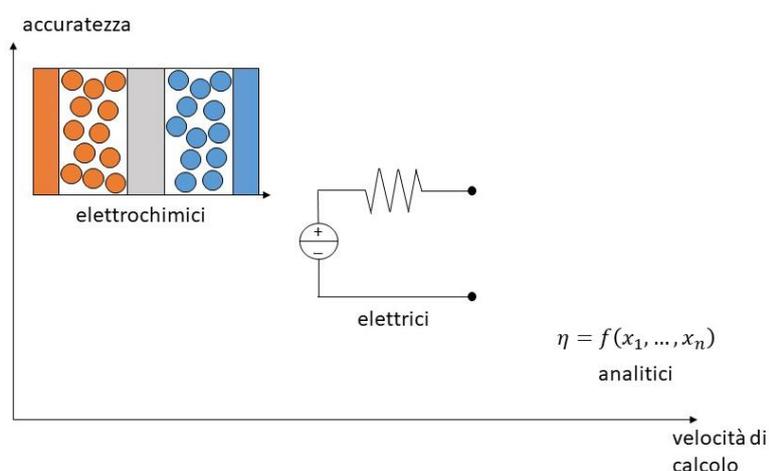


Figura 1 Possibile classificazione dei modelli matematici di sistemi di accumulo elettrochimici

Un'ulteriore classificazione concerne il dominio modellato: la cella, la batteria o il sistema di accumulo nel suo complesso. Nel sistema complessivo si riconosce la batteria, il sistema di conversione di potenza (PCS) dato solitamente da inverter e trasformatore e vari sistemi ausiliari di impianto.

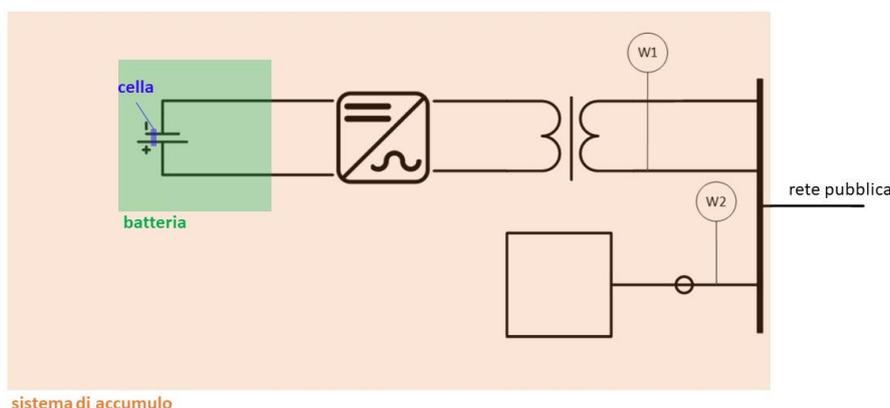


Figura 2 Classificazione modelli matematici batterie rispetto al sistema considerato

I vari professionisti che lavorano nel campo dell'accumulo elettrochimico fanno uso di modelli differenti a seconda delle loro necessità. La selezione del modello da parte del professionista deve essere coerente con le sue necessità in termini di accuratezza e tempo di calcolo, ma anche con l'ampiezza del dominio da lui considerato: ad esempio, diversa è la tipologia di modellazione necessaria a chi affina il design di cella o a chi ha interesse a migliorare la gestione di un sistema di accumulo in un distretto energetico.

2.2 La scelta di un modello empirico e di sistema e il processo per il suo sviluppo

Nel testo che segue, ci si concentra sulle applicazioni industriali e commerciali che riguardino l'analisi di sistemi di accumulo a batteria connessi alla rete. Nell'analisi si abbraccia la gamma di applicazioni che vanno dalla pianificazione, al dimensionamento, alla gestione sul lungo e breve termine di sistemi di accumulo di taglia da domestica a utility-scale, sistemi eventualmente inseriti in un distretto energetico e connessi alla rete pubblica. Chi si occupa di analisi di BESS connessi alla rete ha solitamente le seguenti esigenze.

- Ha interesse ad analizzare periodi di fornitura di servizi da giornaliero a pluriennale (medio-lungo termine).
- È interessato all'analisi seriale: ad esempio, a testare la fornitura dello stesso servizio variando i parametri operativi o di sistema per riconoscere possibili punti di ottimo.
- È interessato alla prestazione generale del sistema: dato che alcune perdite e inefficienze sono nascoste anche al di fuori della batteria, necessita di una modellazione del sistema complessivo.
- Ha a disposizione oppure è interessato a modellare un asset preciso, caratterizzato da una taglia precisa e da una precisa elettrochimica.

Per questo motivo, per quanto riguarda l'estesa gamma di applicazioni appena citate (dalla pianificazione alla gestione dell'asset), si necessita di un modello:

- i cui tempi di calcolo siano limitati → **modello analitico**,
- che consideri tutto il sistema di accumulo connesso alla rete AC: un modello di sistema (vedi area in arancio in Figura 2) → **modello multiparametro**,
- eventualmente, che possa essere sviluppato su misura per un asset esistente tramite un opportuno set di test → **modello empirico**.

Il processo di sviluppo di un modello empirico multiparametro di sistema di accumulo segue gli step raffigurati in Figura 3, che verranno poi meglio illustrati nel seguito².

² Modeling a Large-Scale Battery Energy Storage System for Power Grid Application Analysis: <https://doi.org/10.3390/en12173312>

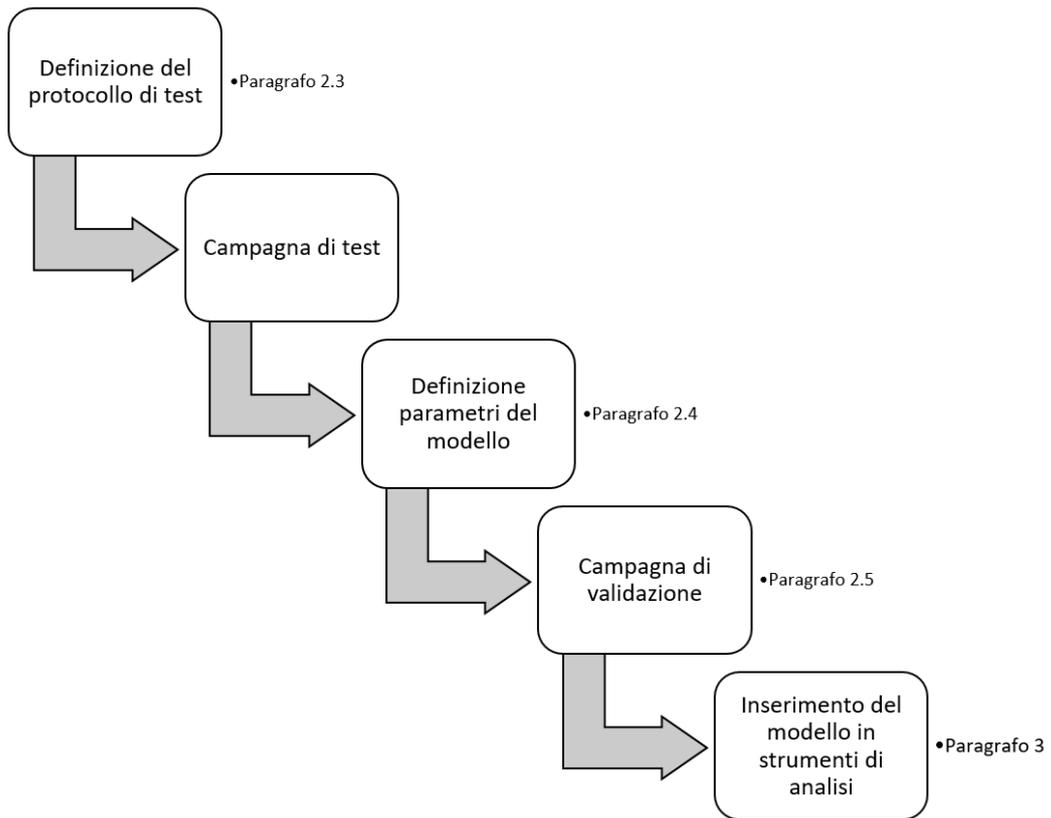


Figura 3 I passaggi per lo sviluppo del modello di BESS considerato nel report

2.3 Protocolli di test

Ai fini dello sviluppo del modello di BESS, si procede alla definizione di un protocollo di test su un asset reale. I test di cui si dettaglia nel seguito sono principalmente cicli di carica e scarica effettuati su un BESS. Il protocollo è stato pensato per essere non invasivo, ovvero non si richiede lo smontaggio del BESS o l'effettuazione di misure sulla singola cella o modulo. Si considerano, come si dettaglierà meglio nel seguito, le misure rese disponibili dallo SCADA d'impianto o da strumenti di misura aggiuntivi (ad esempio, strumentazione portatile da installare a livello del quadro elettrico d'impianto). Come già illustrato in Figura 2, è di interesse valutare le prestazioni della batteria, del sistema di conversione di potenza (Power Conversion System o PCS) e dei sistemi ausiliari di impianto, solitamente caratterizzati dall'impianto di condizionamento (HVAC) e da altri sistemi da modellare come carichi elettrici. Nel protocollo sviluppato, si effettuano vari set di cicli di carica e scarica (due set di test) e una campagna diffusa di test sui sistemi ausiliari. Per campagna diffusa si intende la misurazione dei carichi elettrici relativi ai sistemi ausiliari per un tempo prolungato, utile a coprire diverse condizioni di esercizio e condizioni ambientali. Nei paragrafi seguenti si dà una breve descrizione dei test effettuati, in particolare:

- un set di test include cicli ad elevata profondità di scarica (Depth of Discharge o DoD) ai fini di caratterizzare la capacità energetica della batteria,
- un secondo set di test include cicli a bassa DoD ai fini di mapparne l'efficienza e,
- la misurazione dei carichi elettrici dei sistemi ausiliari in momenti diversi permette di caratterizzare il loro prelievo elettrico classificandolo come perdite di sistema.

2.3.1 Cicli ad alta DoD

Tipo di test: carica da 0 a 100% seguita da scarica da 100% a 0.

Obiettivi:

- Obiettivo primario: definizione dell'energia nominale (E_n) disponibile operativamente.
- Obiettivo secondario:
 - definizione della curva OCV-SoC, che correla la tensione di circuito aperto allo stato di carica.
 - definizione degli stati di carica limite (SoC_{min} e SoC_{max}) raggiungibili alle diverse potenze.

Motivazione: non è univoco lo standard per la definizione dell'energia disponibile nei datasheet dei BESS e tantomeno per la correlazione tra energia disponibile e potenza di carica/scarica (la cosiddetta capability chart). Tuttavia, queste informazioni sono necessarie ad esempio per sovradimensionare convenientemente un asset nel caso di partecipazione alla fornitura di servizi a c-rate elevato: l'asset potrebbe vedere una riduzione forte dell'energia disponibile ad alta potenza e di conseguenza non essere in grado di fornire un servizio ad elevato c-rate per il tempo minimo richiesto.

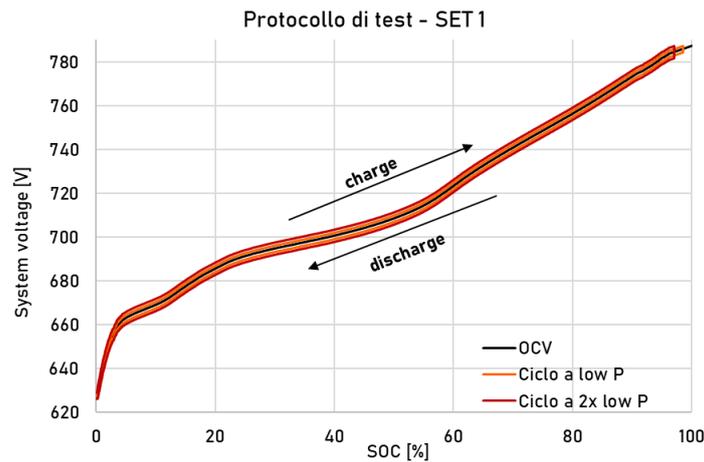


Figura 4 I cicli a elevata DoD nel diagramma SoC-OCV

2.3.2 Cicli a bassa DoD

Tipo di test: carica da SoC_{in} a $SoC_{in}+10\%$ (5%) seguita da scarica verso SoC_{in} . Ripetizione del test a potenza costante, per varie potenze nel range da 0 alla potenza nominale garantita dall'asset.

Obiettivi:

- **Obiettivo primario:** definizione dell'efficienza energetica di ogni ciclo breve, per ogni coppia SoC-potenza, con un range di SoC e potenze testate che copra una buona percentuale del campo di utilizzo dell'asset (da SoC basse ad alte, da potenze basse alla potenza nominale).
- **Obiettivo secondario:** l'efficienza può presentare una caratteristica drasticamente non lineare per potenze basse. È opportuno quindi prevedere alcuni cicli a potenze molto basse (ad es., c-rate = C/20). C'è ovviamente un compromesso con il tempo di esecuzione della campagna del test.

Motivazione: difficilmente un datasheet fornirà un'informazione sull'efficienza energetica che va al di là di un singolo numero. Tuttavia, l'efficienza di un sistema di accumulo è non costante e non lineare rispetto alla potenza e ad altre variabili, tra cui il SoC. Per una rappresentazione accurata del comportamento dell'asset, è necessario "mappare" l'efficienza.

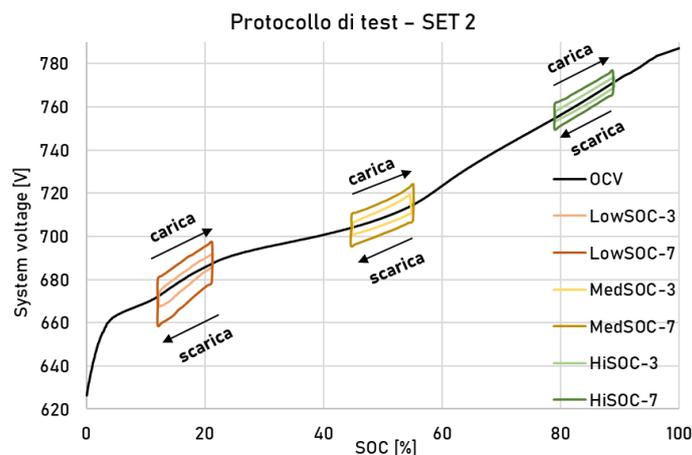


Figura 5 I cicli a bassa DoD nel diagramma SoC-OCV

Si riporta di seguito un esempio di campagna di test con 21 cicli di test: si analizzano 3 livelli di SoC (basso, medio e alto) e 7 livelli di potenza. Ogni punto del grafico corrisponde al test eseguito alla

potenza costante corrispondente all'ascissa e al range di SoC (-5%, + 5%) rispetto al valore corrispondente in ordinata.

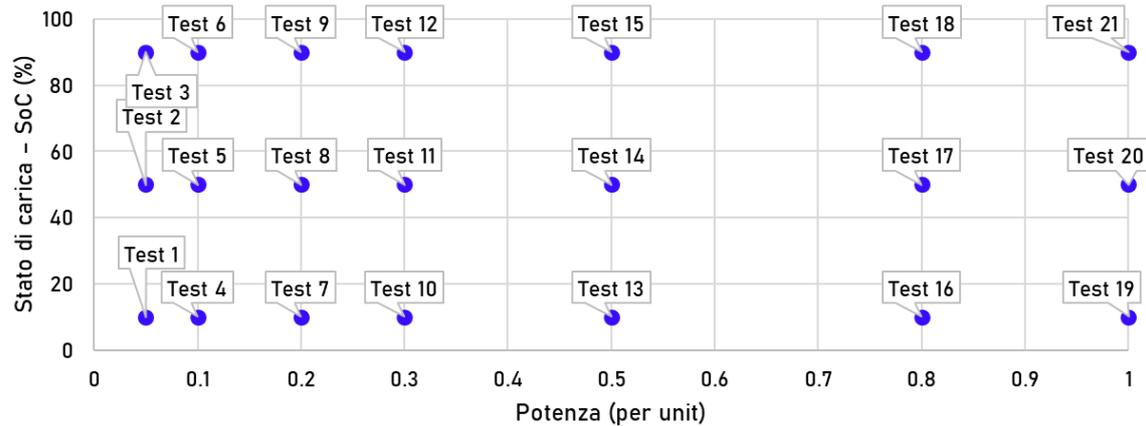


Figura 6 La mappa dei cicli a bassa DoD effettuati

2.3.3 I sistemi ausiliari

I sistemi ausiliari sono una fonte di perdite non trascurabili per un sistema altrimenti molto efficiente quale è un BESS. Se consideriamo un BESS industriale o utility-scale, un set minimo di sistemi ausiliari che ritroviamo è il seguente:

- sistema di condizionamento (HVAC) sempre attivo per il mantenimento in salute dell'asset, con un consumo proporzionale alla temperatura ambiente e alla potenza richiesta alla batteria;
- sistemi di sicurezza e allarme fumi;
- ventole per la ventilazione meccanica dei macchinari;
- sistemi elettronici per la supervisione e il controllo (ad es. lo SCADA).

È importante riconoscere nel sistema ausiliari alimentati direttamente e indirettamente:

- se alimentati direttamente, hanno una connessione alla rete pubblica dedicata da monitorare con un misuratore (vedi Figura 2, misuratore W2);
- se alimentati indirettamente, ad esempio perché connessi alla rete tramite collegamento elettrico condiviso con batteria e/o PCS, allora i loro consumi contribuiranno a diminuire l'efficienza di sistema.

Presso i sistemi ausiliari è necessaria una campagna di misura "in esercizio", cioè che non richiede test specifici ma che può essere sviluppata nell'ambito della regolare operatività dell'impianto.

Tipo di test: misura del consumo dei sistemi ausiliari in diverse condizioni di temperatura ambiente e potenza prelevata. Possibilmente, estrazione di periodi di tempo prolungati (dai 15 min in su) in cui la temperatura e la potenza si mantengano costanti, e mediare il consumo dei sistemi ausiliari registrato.

Obiettivi: definire il prelievo dei sistemi ausiliari in funzione di temperatura ambiente e potenza richiesta.

Motivazione: i sistemi ausiliari rappresentano una parte considerevole delle perdite in un sistema di accumulo che abbia frequenti momenti di fermo (ad es. perché fornisce un servizio saltuario, un UPS o una Fast Reserve Unit) o che abbia una potenza media di funzionamento bassa rispetto alla potenza

nominale. In generale, l'area gialla in Figura 7 (in cui si riporta la ripartizione delle perdite entro un BESS al variare della potenza erogata) mostra come le perdite ausiliarie siano rilevanti³.

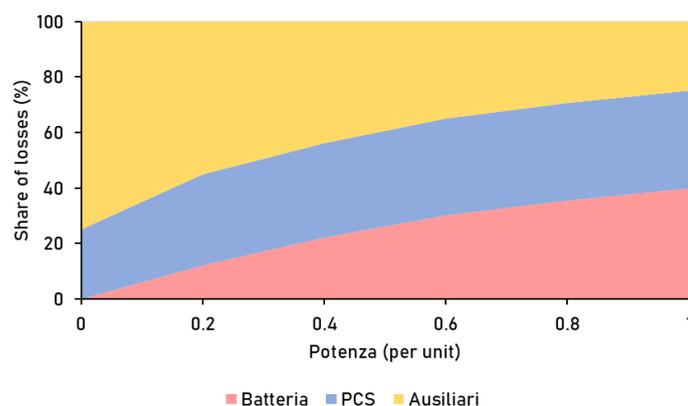


Figura 7 La ripartizione delle perdite in un sistema di accumulo a batteria sui tre principali componenti

2.3.4 Come testare un asset reale? Strumentazione, invasività, tempi

Le procedure proposte richiedono strumentazione di serie sull'asset o comunque strumentazione disponibile a livello industriale: si considerano sufficienti power analyzer disponibili presso i tecnici elettrici e non i sistemi di estrema accuratezza tipici di un laboratorio di ricerca. Ad esempio, in passato sono stati utilizzati strumenti di misura fissi o portatili con classi di accuratezza dichiarate tali da risultare in un errore massimo nell'ordine dello 0.5-5% rispetto alle minime potenze misurate. Chiaramente, strumenti più accurati potrebbero portare a migliori risultati nella campagna di validazione del modello (vedi Paragrafo 2.5), soprattutto a potenze basse.

Le procedure sono studiate per limitare l'invasività. Le misure vengono effettuate alla connessione dell'asset con la rete pubblica o alla rete interna se impianto behind-the-meter (vedi posizionamento dei meter W1 e W2 in Figura 2). Opzionalmente, ulteriori misuratori possono essere posti a monte dell'inverter per una valutazione dell'efficienza della batteria lato DC.

I tempi per lo svolgimento della campagna di test sono relativamente brevi e potenzialmente compatibili con una fase di commissioning dell'asset. I tempi totali sono soprattutto legati alle potenze minime di test (basti pensare che un ciclo completo di carica e scarica a C/20 richiede 40 ore di test). Quest'area del campo di funzionamento è anche quella che presenta la maggior non linearità in termini di trend di efficienza: la decisione di una campagna più lunga in termini di tempi può risultare in un elevato aumento dell'accuratezza del modello proprio per la mappatura più dettagliata di questo intorno. Si veda la Figura 8, dove è evidenziata l'area che presenta la più ampia non linearità nella mappa di efficienze. Nella parte inferiore della figura, è invece evidenziato il tempo relativo di ogni test sul totale della campagna: lo studio di quella fascia di particolare interesse occupa quasi il 70% della campagna. In totale, una campagna come quella raffigurata, con 21 test brevi distribuiti soprattutto a potenze basse, impiega tra le 35 e le 40 ore di test.

³ BESS modeling: investigating the role of auxiliary system consumption in efficiency derating: <https://doi.org/10.1109/SPEEDAM48782.2020.9161875>

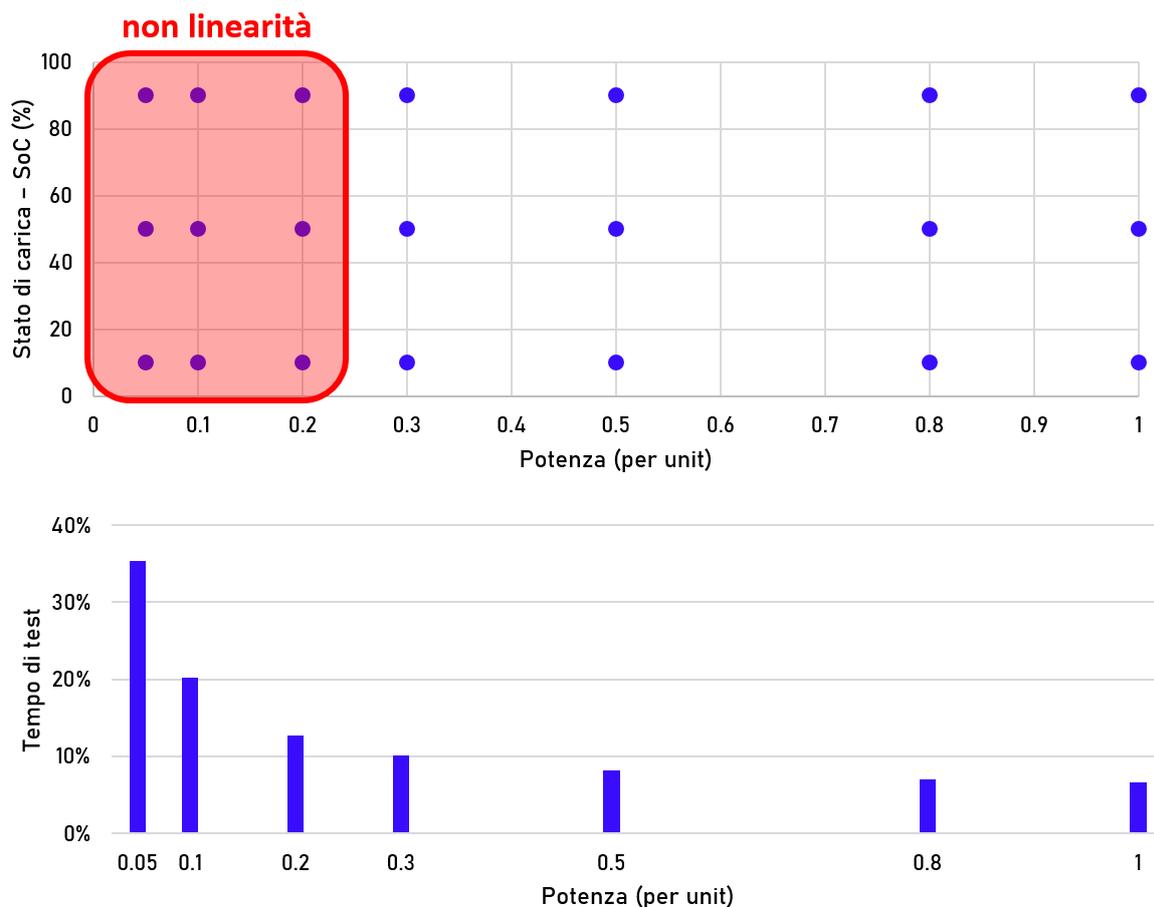


Figura 8 Mappatura dei test a DoD limitata con evidenza dell'area dove le prestazioni del BESS sono maggiormente non lineari (in alto) e tempi di test rispetto al totale della durata della campagna

2.4 I parametri del sistema

Ai fini della modellazione del BESS si propone un modello multiparametro lo schema a blocchi è riportato in Figura 9. Si riconosce un blocco di input dove è implementata la strategia di controllo del BESS in base all'applicazione fornita. Esso fornisce quindi la potenza richiesta dalla rete (P_{grid}). Il modello dei sistemi ausiliari definisce il carico elettrico da questi richiesto in base alle condizioni ambientali e di esercizio (P_{aux}). La somma dei due contributi è quanto richiesto alla batteria lato AC (P_{BESS}). Il modello realizzato è un modello di evoluzione del SoC: restituisce quindi come primo risultato l'aggiornamento del SoC in base alla potenza richiesta dalla batteria. Vengono poi forniti un set ulteriore di risultati tecnici (ad esempio l'efficienza del sistema e la sua affidabilità nella fornitura di potenza) ed economici (ad esempio i costi o i ricavi legati ai flussi energetici scambiati) a seconda dell'applicazione analizzata.

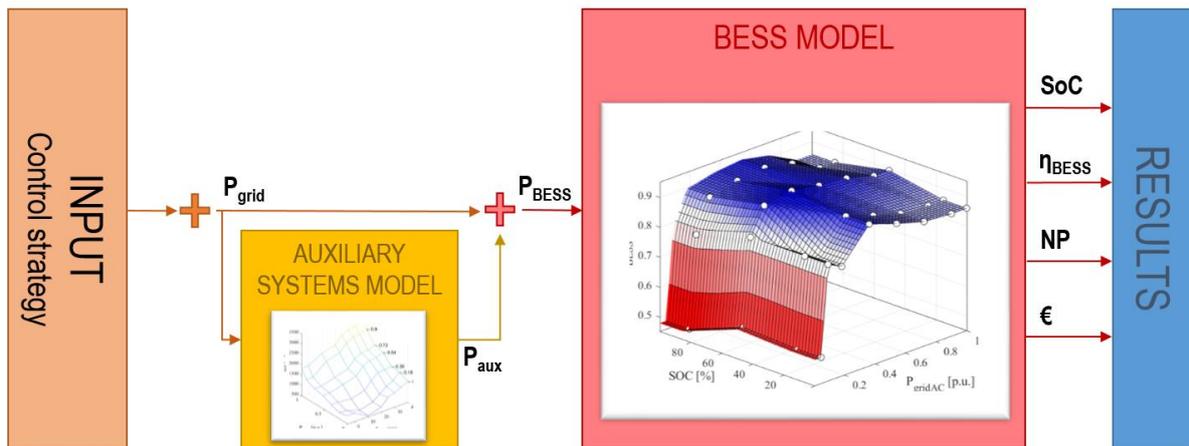


Figura 9 Lo schema a blocchi del modello multiparametro di BESS

Nel seguito si dettagliano i parametri ottenuti a seguito di una campagna di test su un asset industriale Li-NMC⁴ di durata (rapporto E/P) di circa 2 ore e inseriti nel modello. Questi parametri sono validi anche per i risultati delle analisi che sono riportati nel seguito del documento.

2.4.1 Efficienza

Ai fini di sviluppare un modello compatto che utilizzi grandezze energetiche, viene stimata l'efficienza roundtrip calcolata con la seguente formula.

$$\eta(P_{BESS}, SoC) = \frac{E_{scarica}}{E_{carica}}$$

dove E_{carica} e $E_{scarica}$ sono l'energia misurata rispettivamente durante la carica e scarica in ognuno dei cicli che compongono il protocollo di test. I punti misurati sono interpolati per sviluppare una mappatura completa dell'efficienza sul range di esercizio di potenza e SoC della batteria. Dall'esempio riportato in Figura 10, valido per la batteria Li-NMC precedentemente introdotta, risulta chiaro perché può essere utile infittire i test nell'area sinistra del diagramma, con potenze inferiori al 20% della potenza nominale. In quell'area, data la forte caduta di efficienza del PCS, una linearizzazione può portare ad errori anche grossolani nella valutazione delle performance.

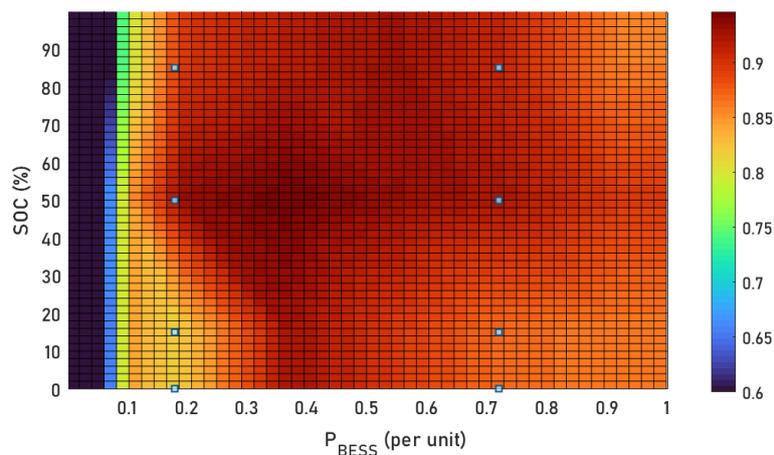


Figura 10 Mappatura dell'efficienza roundtrip del BESS

⁴ Modeling a Large-Scale Battery Energy Storage System for Power Grid Application Analysis: <https://doi.org/10.3390/en12173312>

2.4.2 Capability del sistema

Come noto, in ragione dei limiti di tensione massima e minima di cella, a SoC elevati, la batteria non sarà più in grado di caricarsi alla potenza massima. Lo stesso avverrà per la scarica a SoC bassi. In generale, difficilmente una batteria presenterà una caratteristica rettangolare per quanto riguarda la potenza massima disponibile rispetto al SoC. Nel seguito si riporta un esempio, corrispondente ad una campagna di misura su apparati reali, nel quale vengono presentate le aree estreme delle capability chart per quanto riguarda la carica e la scarica di una batteria: operativamente si nota come la limitazione di potenza riguarda solo i SoC sotto il 4% o sopra il 94%.

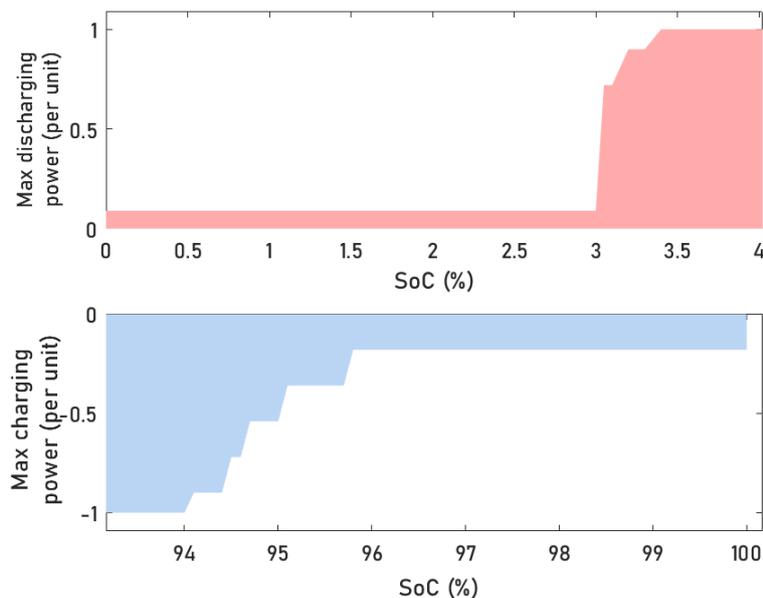


Figura 11 Curva per la definizione della potenza massima estraibile ai vari SoC

2.4.3 I sistemi ausiliari

I sistemi ausiliari vengono modellati come un carico elettrico con una componente dipendente dalle condizioni ambientali di temperatura (T_{amb}) e un'altra componente proporzionale alla potenza richiesta alla batteria (P_{BESS}). Viene riportata nel seguito la mappatura del prelievo in watt (W) ottenuta tramite campagna di misura dei sistemi ausiliari di un BESS industriale alimentati direttamente (cioè tramite prese elettriche dedicate). Il mantenimento della temperatura di design richiede solitamente raffreddamento (nel periodo primaverile ed estivo), ma anche riscaldamento in caso di temperature particolarmente rigide e di basse potenze richieste alla batteria.

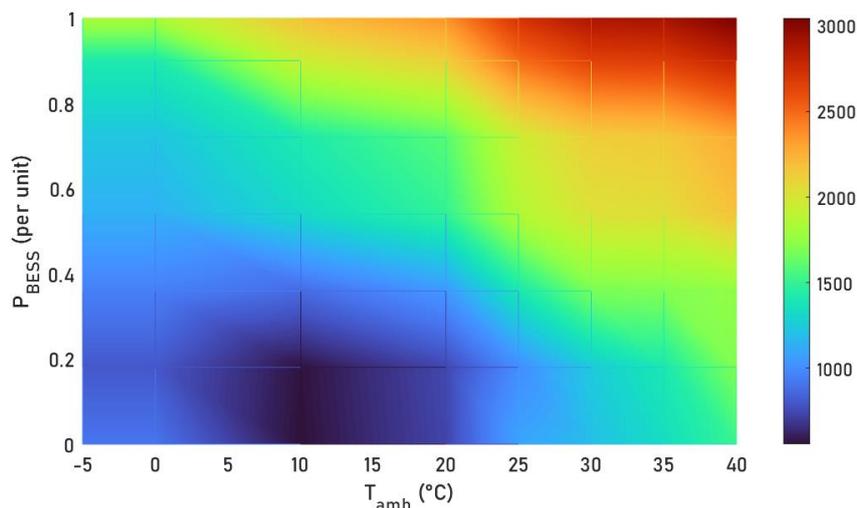


Figura 12 Mappatura del prelievo elettrico dei sistemi ausiliari in W

2.5 La validazione dei modelli

La validazione dei modelli numerici prevede generalmente due passi:

- **Verification:** si analizzano le prestazioni del modello rispetto al sistema modellato su un ciclo di test studiato per coprire quanto più possibile il campo di esercizio dell'asset. Nel caso in esame, si cerca un ciclo di carica e scarica in grado di testare quanto più possibile i range tra SoC minimo e massimo (i.e., tra 0 e 100%) e tra la potenza minima e massima (in valore assoluto, tra 0 e 1 per unit, avendo comunque cura di testare sia la carica sia la scarica).
- **Validation:** si analizzano le prestazioni del modello rispetto al sistema modellato su un ciclo quanto più rappresentativo dell'applicazione per cui il modello è sviluppato. In questo caso, essendo il modello sviluppato per testare la fornitura di servizi di rete, si considerano rappresentativi ad esempio i servizi di regolazione di frequenza.

Si rappresentano nel seguito due cicli proposti per le due fasi di verification e validation del modello. Per la verification, si utilizza un ciclo derivato dallo standard IEC 62660-1, utilizzato solitamente per il test di batterie al litio per veicoli elettrici. Questo ciclo di test può essere modificato (ad esempio aumentandone o diminuendone la durata) ai fini di fornire una buona copertura dei range di SoC e potenza.

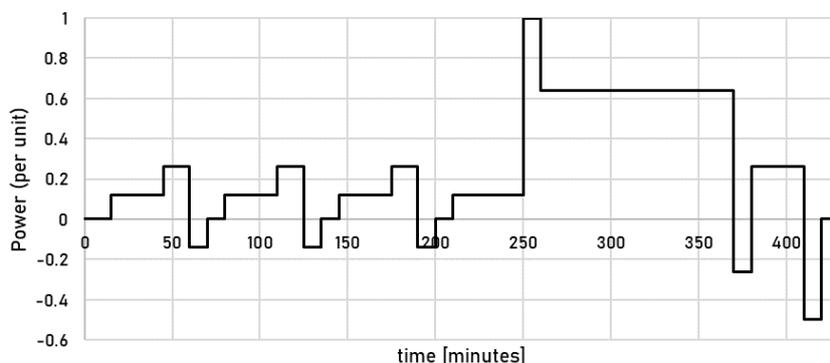


Figura 13 Ciclo derivato dallo standard IEC 62660-1 e utilizzato per la fase di verification del modello BESS

Per la validation, si utilizza un profilo di potenza conseguente alla regolazione in frequenza seguendo una curva di statismo. Questo perché si considera che il modello di BESS sarà utilizzato per analizzare

la fornitura di servizi di regolazione di frequenza e altri servizi ancillari. Infatti, la fase di validation deve essere effettuata considerando un profilo di potenza tipico del servizio per cui il BESS in analisi sarà poi utilizzato (ad esempio, un profilo relativo alla regolazione di frequenza, o al time shifting di fonti rinnovabili, o alla massimizzazione di autoconsumo in un distretto energetico). Ovviamente risulta importante potere svolgere lo stesso processo sia sul sistema reale, sia sul modello.

Come da esempio sotto riportato, si può svolgere lo stesso test sull'asset reale e sul modello a partire da tre diversi SoC iniziali. In questo modo, si testa un elevato range di combinazioni di potenza e stato di carica.

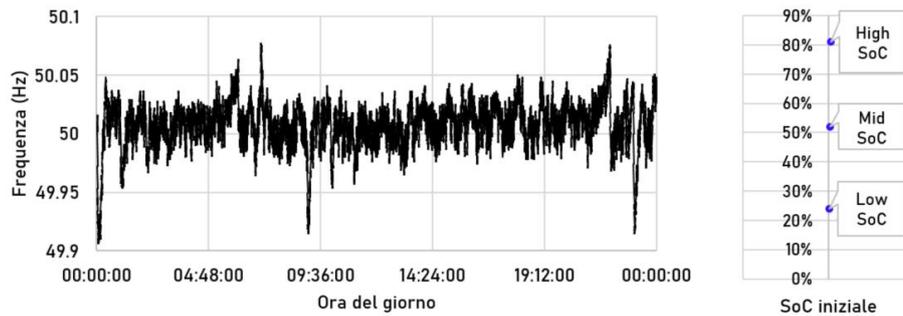


Figura 14 Profilo di frequenza considerato per il test di validazione

Si propongono degli indici per stimare l'accuratezza del modello come complementare a 1 dell'errore relativo. Essendo un modello energetico di evoluzione del SoC, si propone un errore relativo rispetto al totale dell'energia scambiata dall'asset nel test.

$$err(t) = \frac{\left(\frac{(SoC_{reale}(t) - SoC_{modello}(t))}{100} * E_n \right)}{E_{tot}(t)}$$

dove $err(t)$ è l'errore relativo al tempo t , il $SoC_{reale}(t)$ e il $SoC_{modello}(t)$ sono rispettivamente il SoC misurato sull'asset reale e il SoC stimato dal modello al tempo t , E_n è l'energia nominale dell'asset, $E_{tot}(t)$ è il valore assoluto dell'energia scambiata durante il test dall'inizio fino all'istante t . L'accuratezza del modello è

$$accuratezza = 1 - err(t_{fin})$$

cioè il complementare dell'errore alla fine del test.

2.6 L'asset reale, il gemello digitale, i modelli derivati

Come precedentemente ribadito, nello sviluppo della procedura di test e modellazione si è tenuto conto della limitata disponibilità dell'asset reale per fare i test. Infatti, anche in fase di commissioning, dove teoricamente alla procedura di test non corrisponde un fermo macchina (e quindi una perdita economica), è noto che nella pratica i test da eseguire siano molti (ad esempio test di qualifica per la fornitura di un servizio o test di verifica delle prestazioni come stabiliti alla consegna dell'impianto da parte del fornitore o del system integrator). Per questo, la fase di modellazione e di conseguente validazione viene svolta a cascata.

- Il sistema reale viene testato all'inizio della sua vita utile una sola volta ai fini dello sviluppo di un modello organico e dettagliato delle sue prestazioni, caratterizzato dai parametri di cui si è data descrizione precedentemente. Questo modello viene definito il *gemello digitale* in

quanto nel suo sviluppo si è badato ad ottenere il massimo di accuratezza possibile. L'accuratezza del modello digitale è stimata direttamente rispetto all'asset reale.

- I modelli derivati sono tutte quelle versioni del modello eventualmente sviluppate a valle dello sviluppo del gemello digitale. Ad esempio, sono modelli derivati le eventuali linearizzazioni del gemello digitale ai fini di inserire lo stesso in uno strumento di ottimizzazione mista lineare e intera (MILP). L'accuratezza di questi viene misurata rispetto al gemello digitale. L'errore rispetto all'asset reale è una combinazione dell'errore nei due processi di modellizzazione.

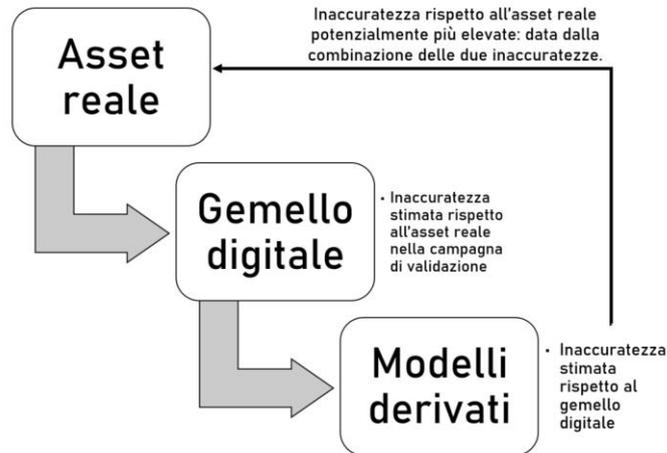


Figura 15 Esempificazione del rapporto tra l'asset reale, il gemello digitale e i modelli derivati

Si riporta sotto un dettaglio del processo di verifica dell'accuratezza dei modelli derivati rispetto al gemello digitale. Il gemello digitale (già validato rispetto all'asset reale) e i modelli derivati di cui è interesse stimare l'accuratezza vengono confrontati nella fornitura dello stesso servizio. In generale, più un modello derivato si avvicina al gemello digitale, maggiore è la sua accuratezza.

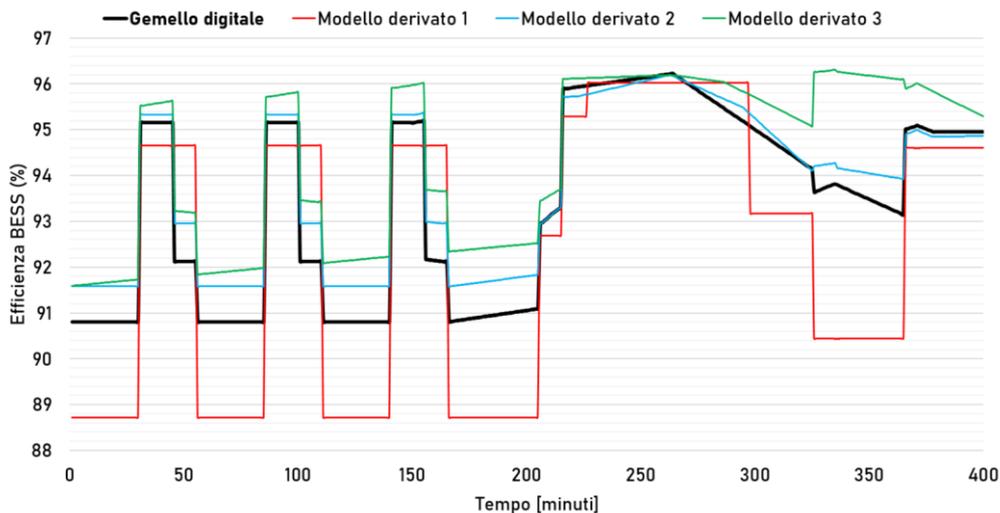


Figura 16 Confronto tra le efficienze stimate dal gemello digitale e da tre modelli derivati di BESS nella fornitura di uno stesso servizio

3 Strumenti di analisi tecnica ed economica

I modelli numerici di BESS devono essere poi inseriti in strumenti adeguati all'analisi di interesse. Si riporta nello schema sottostante una panoramica delle analisi svolte e di conseguenza dell'implementazione del modello in vari tool.

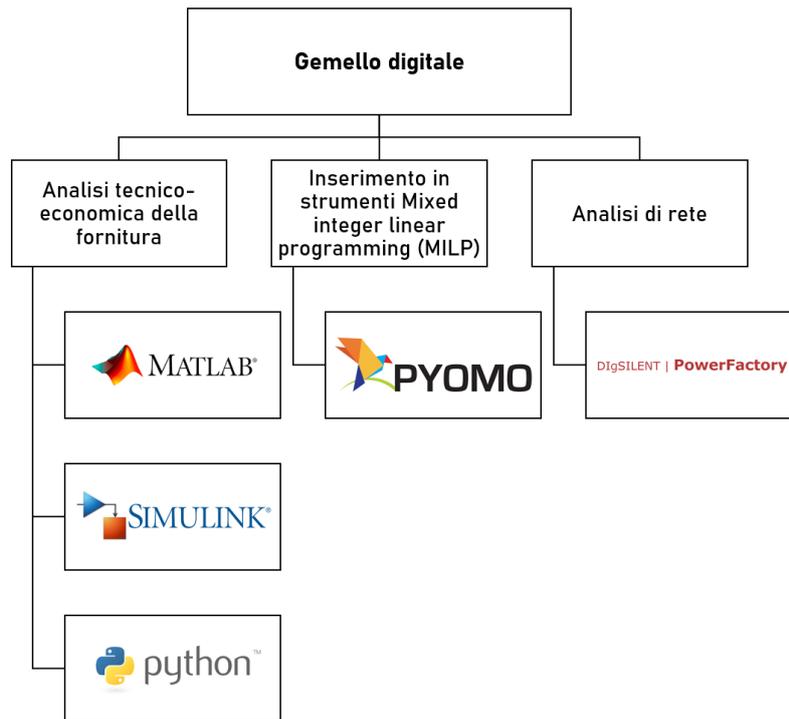


Figura 17 Panoramica non esaustiva degli strumenti utilizzati per le analisi. In essi è stato implementato il modello BESS o un modello da esso derivato

Di fatto, il modello BESS, presentato nel capitolo precedente, è stato utilizzato come modello cross-platform utile ad applicazioni diversificate, dalle analisi economiche alle simulazioni dinamiche di rete.

Nel seguito vengono descritte le principali tipologie di analisi svolte e si sintetizza la metodologia seguita.

3.1 Analisi tecnico-economica della fornitura di servizi in ottica di revenue stacking

I tool di analisi tecnico-economica dell'esercizio di un BESS simulano l'esercizio in base a una strategia di controllo assegnata, modificabile per ogni simulazione, che richiede input di mercato, ambientali e di controllo. A seconda dei servizi considerati, il tool richiede input con campionamento al secondo (ad es. regolazione veloce di frequenza), al minuto (ad es. regolazione secondaria), al quarto d'ora (ad es. mitigazione degli sbilanciamenti FER), all'ora (ad es. regolazione terziaria, altre simulazioni che accettano accuratezza inferiore). I vari input permettono di ricostruire la potenza richiesta al BESS (P_{BESS}), generalmente come somma della potenza richiesta dai servizi (P_{grid}) e dagli ausiliari (P_{aux}). Il modello di BESS, integrato nello strumento, restituisce informazioni sulla potenza effettiva fornita lato AC, sull'evoluzione del SoC, sull'efficienza operativa istante per istante (η_{BESS}), su eventuali potenze non fornite (non-performance o NP) e tutte le informazioni necessarie a sviluppare l'analisi economica di progetto. Uno schema input-output dei possibili studi viene presentato in figura.

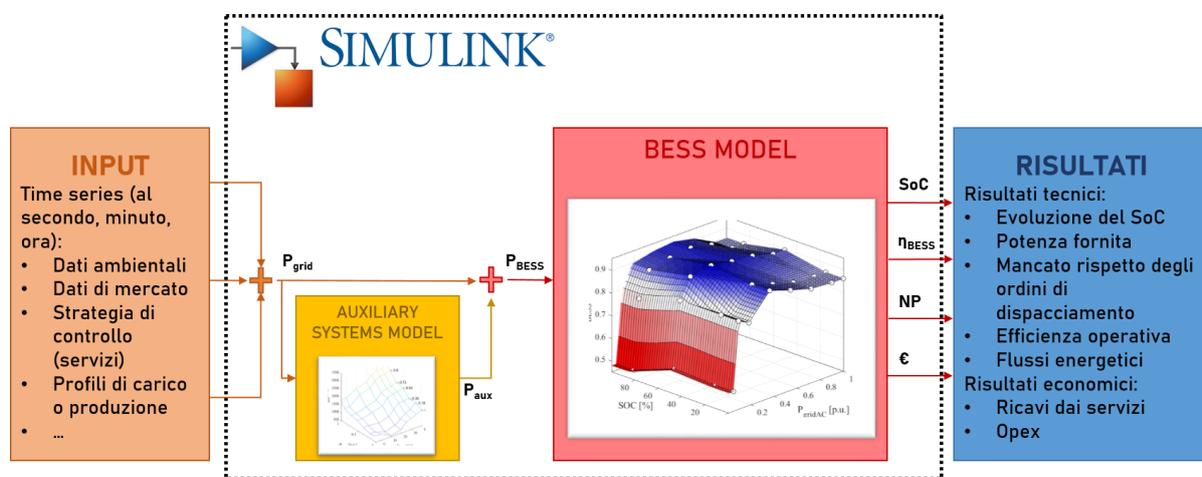


Figura 18 Schema a blocchi dello strumento Simulink utilizzato per le analisi tecnico-economiche

I tempi di computazione sono relativamente limitati, permettendo a un operatore di ricevere i risultati anche per analisi seriali, dove cioè si ripeta la stessa simulazione per un set anche ampio di diversi parametri (ad es. diversi dimensionamenti, diversi dati ambientali, diversi profili di accettazione sul mercato, ecc.). Può essere di particolare interesse simulare diverse combinazioni di servizi (service stacking) o diverse regole del mercato (ad es. diverse durate del prodotto di mercato che viene erogato, diverse rampe di potenza richieste). Si riportano in tabella le tempistiche indicative per simulazioni annue che richiedano diverse frequenze di campionamento.

Tabella 1 Oneri computazionali relativi a diverse granularità di analisi

Campionamento	Lunghezza vettori di input	Durata stimata
Al secondo	31.5 milioni di elementi	45 minuti
Al minuto	525mila elementi	1 minuto
All'ora	8760 elementi	Pochi secondi

3.2 Aging da dati di letteratura ai fini della stima del LCOS

Nell'ambito delle simulazioni precedentemente descritte, è di interesse l'inserimento di un modello di invecchiamento della batteria. È importante definire quali fenomeni siano valutati nel modello di invecchiamento e quale limite si consideri come riferimento per il fine vita. Si veda una panoramica del fenomeno di invecchiamento in Figura 19.

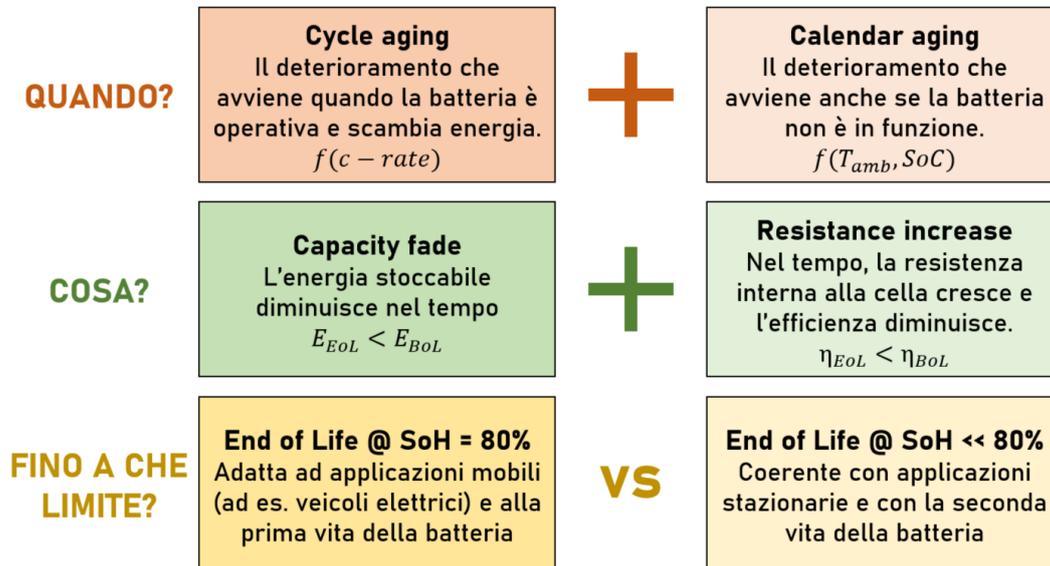


Figura 19 Panoramica dell'aging di batteria

I parametri di invecchiamento possono essere ottenuti da letteratura o da test sull'asset reale. Nel secondo caso, il protocollo di test precedentemente presentato può essere ripetuto a distanza di tempo per costruire una nuova mappatura (ad es., di efficienza e di energia stoccabile nella batteria), sviluppando così un trend di degrado nel tempo. Se l'invecchiamento viene da test, la stima è più precisa per il singolo asset, ma utile solo nel caso si utilizzino più sistemi della stessa tecnologia: il modello viene costruito sul primo e utilizzato per dimensionare o gestire i seguenti.

Tramite la stima dell'invecchiamento e la definizione dello SoH all'end of life (EoL), si arriva alla vita utile e al Levelized Cost of Storage (LCOS), indice utile a validare in prima istanza l'interesse verso una certa applicazione (o un certo service stacking).

$$LCOS \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{CAPEX (\text{€}) + OPEX(\text{€}) - Residual\ value (\text{€})}{E_{grid}}$$

Dove E_{grid} è il valore assoluto dell'energia scambiata con la rete nella vita utile e il residual value è il valore dell'asset residuo alla fine del progetto. Il LCOS può essere confrontato con gli spread di valore del MWh immesso e assorbito dal BESS, considerando il mix di servizi ipotizzati, per definire in prima istanza la bontà di un investimento in BESS.

Rispetto a modelli di invecchiamento basati su equazioni lineari e su una stima di cicli annui, si è implementata in simulazioni dedicate una stima dell'invecchiamento istante per istante, considerando i fenomeni sopra presentati. Questo permette un'analisi puntuale dello stato di salute (State of Health o SoH) della batteria, a spesa di un maggior onere computazionale. Le equazioni implementate per il cycle aging hanno le seguenti forme che evidenziano la proporzionalità esponenziale rispetto al c-rate e lineare rispetto all'energia scambiata (ΔE) nell'intervallo considerato (da $t-1$ a t). Le equazioni modellano rispettivamente la capacità (C) e la resistenza interna (R) al tempo t .

$$C(t) = C(t - 1) - k_1 * \Delta E(t) * e^{k_2 f(c-rate(t))}$$

$$R(t) = R(t - 1) + k_3 * \Delta E(t) * e^{k_4 f(c-rate(t))}$$

Il calendar aging viene invece modellato in funzione di SoC, temperatura ambiente (T_{amb}) e tempo trascorso in quelle condizioni (Δt), come segue.

$$C(t) = C(t - 1) - k_5 * \Delta t * f(SoC(t)) * f(T_{amb}(t))$$

$$R(t) = R(t - 1) + k_6 * \Delta t * f(SoC(t)) * f(T_{amb}(t))$$

3.3 Ottimizzazione di sistemi distribuiti e distretti energetici

Rispetto agli scenari di decarbonizzazione, ad oggi di forte attualità, è via via di maggior interesse disporre di strumenti di ottimizzazione nella gestione delle risorse energetiche. In tale ambito è necessario sviluppare modelli energetici di sistemi di accumulo utili per la gestione entro approcci comunemente definiti Mixed-integer linear programming (MILP). Tali modelli consentono di ottimizzare la gestione delle risorse energetiche ai fini economici, ambientali, altro.

Per l'implementazione di un modello di BESS in un MILP, è necessario linearizzarlo. In Figura 20, si propongono tre modalità di linearizzazione che sono state confrontate.

Tabella 2 Confronto tra i modelli implementati nello strumento MILP

	Errore relativo sull'efficienza (il modello più accurato ha errore posto = 1)	Sforzo Computazionale (s)
MODELLO 1	1.15	30
MODELLO 2	1.00	67
MODELLO 3	1.04	1

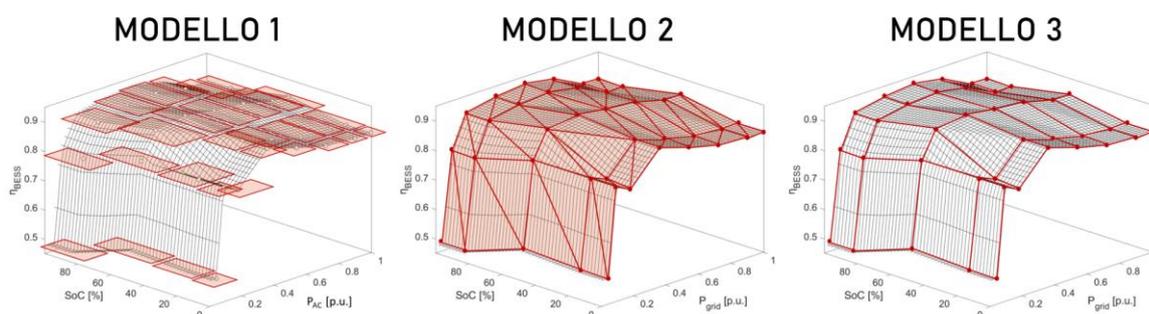


Figura 20 Mappatura dell'efficienza del BESS nei tre modelli derivati

Tutti i modelli derivati, validati rispetto al gemello digitale (vedi Figura 15) presentano un errore dovuto alla linearizzazione delle equazioni. È un calo dell'accuratezza da accettare se si vuole ottimizzare un sistema complesso quale il distretto energetico presentato in Figura 21. Si rimanda al paragrafo 4.3 per una esemplificazione dei risultati ottenuti.

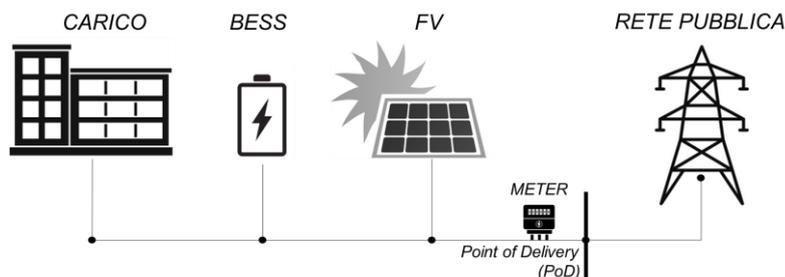


Figura 21 Schema del distretto energetico: la schedulazione delle risorse e la definizione dei set-point ottimali di potenza può essere eseguita tramite modelli MILP

3.4 Analisi dinamica dell'impatto sulle reti elettriche di una regolazione veloce a batteria

Il modello di BESS è stato implementato in un tool per la simulazione dinamica di reti: Digsilent PowerFactory. Il modello è derivato dal gemello digitale, integrato con una modellazione dinamica del BESS e semplificato ai fini di adattarsi a un sistema complesso quale la rete di una zona del mercato elettrico⁵. Lo schema a blocchi mostra il modello BESS con l'attivazione del controllo sulla frequenza. La struttura del modello segue quella precedentemente presentata, con efficienza e curva di capability. Il BESS è inserito nella rete analizzata come un inverter equivalente.

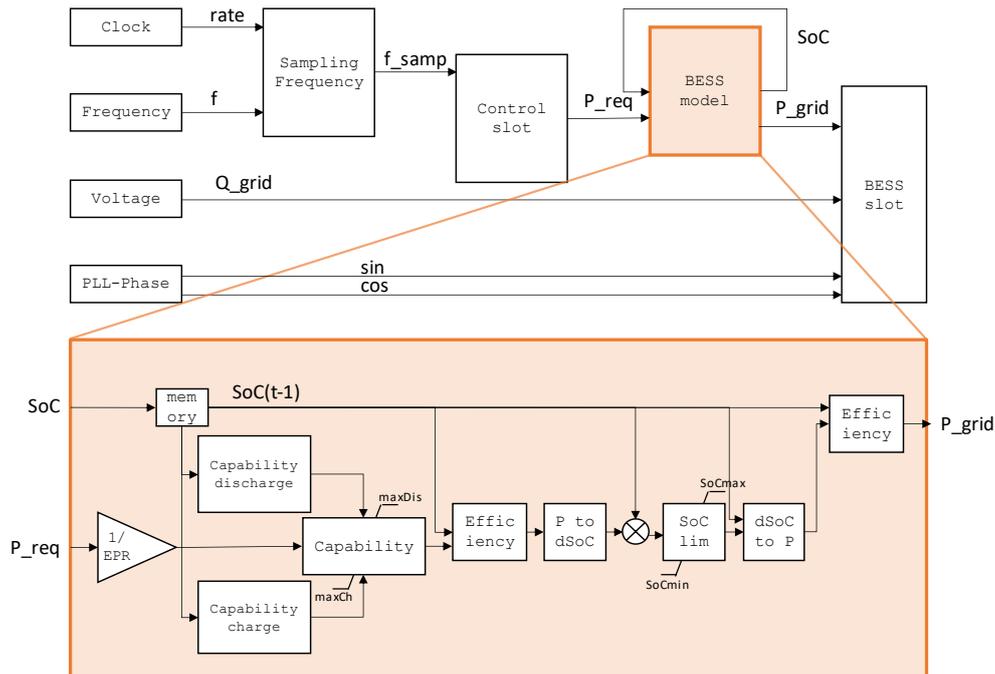


Figura 22 Il modello BESS implementato in PowerFactory

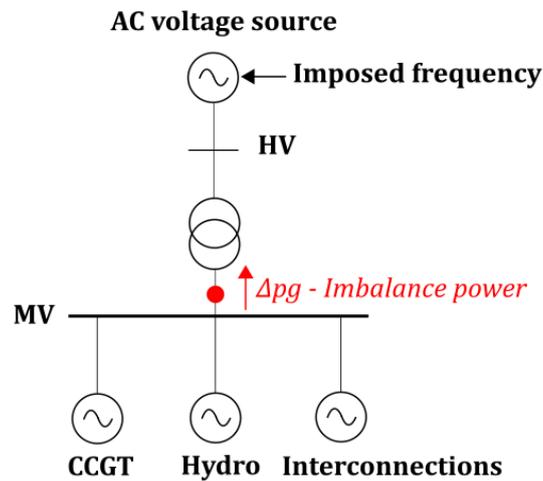
Tramite il modello BESS inserito in PowerFactory, si è proceduto all'analisi dinamica di un sistema interconnesso, con finalità di valutazione dell'impatto sulla rete delle logiche di regolazione del BESS.

L'approccio classico utilizzato per le analisi dinamiche sulla rete elettrica è quello di verificare la risposta ad eventi standard: una rampa di carico, il distacco di un generatore o la perdita di un'interconnessione. In un sistema sempre più caratterizzato dalla penetrazione di rinnovabili non programmabili e di sistemi a contenuto di energia limitato, può essere di interesse un'analisi più prolungata nel tempo, che riceva:

- input di sistema, quali ad esempio il profilo di frequenza nel tempo;
- input di mercato, quali ad esempio le unità di produzione, consumo e stoccaggio in servizio e abilitate alla regolazione in una precisa sessione di mercato.

⁵ Battery energy storage contribution to system frequency for grids with high renewable energy sources penetration: <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-18426-0.00005-4>

Gli input vengono utilizzati per caratterizzare una rete ideale che simuli la zona di mercato: in particolare, la frequenza che si vuole ricostruire viene imposta a un generatore di tensione ideale a cui sono connesse le unità termoelettriche, idroelettriche e le interconnessioni, quest'ultime rappresentate da generatori sincroni abilitati alla regolazione primaria di frequenza.



L'ipotesi è quella di poter ricavare dal profilo di frequenza lo sbilanciamento di potenza attiva associato. Infatti, a partire dall'andamento nel tempo del profilo di frequenza e conoscendo le risorse attive e abilitate alla regolazione primaria di frequenza (dai dati di mercato), si ricostruisce il profilo di sbilanciamento nel tempo eguagliandolo all'attivazione di risorse nella rete ideale con l'equazione seguente.

$$P_{imb} = - \left(\sum_i^{N_t} \Delta P_{FCR,i} + \sum_j^{N_h} \Delta P_{FCR,j} + \sum_k^{N_i} \Delta P_{FCR,k} \right)$$

dove P_{imb} è lo sbilanciamento tra generazione e carico e le tre sommatorie rappresentano la potenza regolante proveniente dalle unità termoelettriche (in numero N_t), idroelettriche (N_h) e dalle interconnessioni (N_i), ad esempio HVDC, abilitate alla regolazione.

Per verificare la bontà della modellazione, si ricostruisce qui lo sbilanciamento di potenza attiva legato a un evento di frequenza di grande entità in una zona di mercato. Lo stesso sbilanciamento viene poi fornito come input ai carichi distribuiti nella rete sottesa. Il risultato viene presentato in Figura 23, dove la linea blu rappresenta la misura di frequenza da dati reali, in arancio la frequenza ricostruita. L'errore della ricostruzione è del 6% rispetto al nadir della frequenza, cioè al valore massimo della deviazione di frequenza registrata nell'evento. L'andamento del profilo si può dire ben ricostruito.

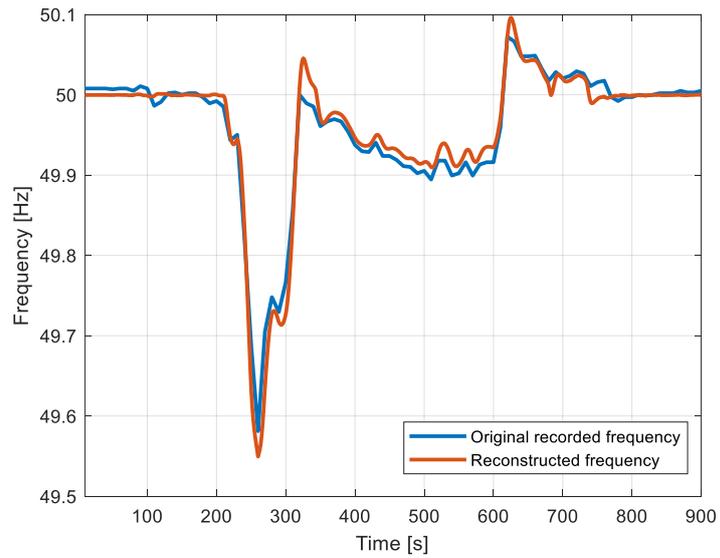


Figura 23 Il profilo di frequenza misurato (blu) e ricostruito (arancio)

Una volta validata come sopra la modellazione del profilo di sbilanciamento, è possibile inserire nella rete ottenuta il modello di BESS sopra descritto nel tool di simulazione dinamica Digsilent, ad esempio al fine di testare diverse regolazioni di frequenza.

4 Applicazioni e casi studio

Si presentano nel seguito alcuni risultati di varie analisi effettuate con gli strumenti illustrati a livello metodologico nel Capitolo 3. Si riconoscono analisi tecnico-economiche, analisi di invecchiamento utili a stimare il LCOS, analisi di ottimizzazione della gestione di un distretto energetico che include un BESS e analisi di rete. Il capitolo fa anche da preludio al Capitolo 5, dove si presenta un'analisi descritta più in profondità e finalizzata a fornire spunti regolatori per l'analisi del contesto attuale e futuro per la fornitura di servizi di dispacciamento tramite BESS in Italia.

4.1 Ritorno economico di un investimento in SdA a batteria

Il modello di BESS descritto in precedenza, e implementato in ambiente Simulink, viene utilizzato per simulazioni di orizzonte solitamente annuale, utili a definire fattibilità tecnica e ritorno economico di un investimento nella fornitura di servizi tramite batterie. Nelle analisi si investigano logiche di revenue stacking, cioè di impilamento di vari servizi svolti in maniera simultanea o sequenziale dal SdA. Tramite le simulazioni annuali si forniscono anche risultati sull'orizzonte di progetto con indici riassuntivi quali il valore attuale netto (o NPV). Come descritto nel seguito, si sono sviluppate analisi sia relative a sistemi di accumulo di piccola taglia sia rispetto a sistemi utility-scale.

4.1.1 Piccola taglia: autoconsumo FV e partecipazione al MB

Un primo caso studio fa riferimento a vari prosumer fotovoltaici domestici, di cui si disponeva di dati sul carico e sulla generazione oraria, rispetto ai quali si è simulata l'installazione di un BESS con finalità Multiservizio. Vengono sotto riportati i dati considerati.

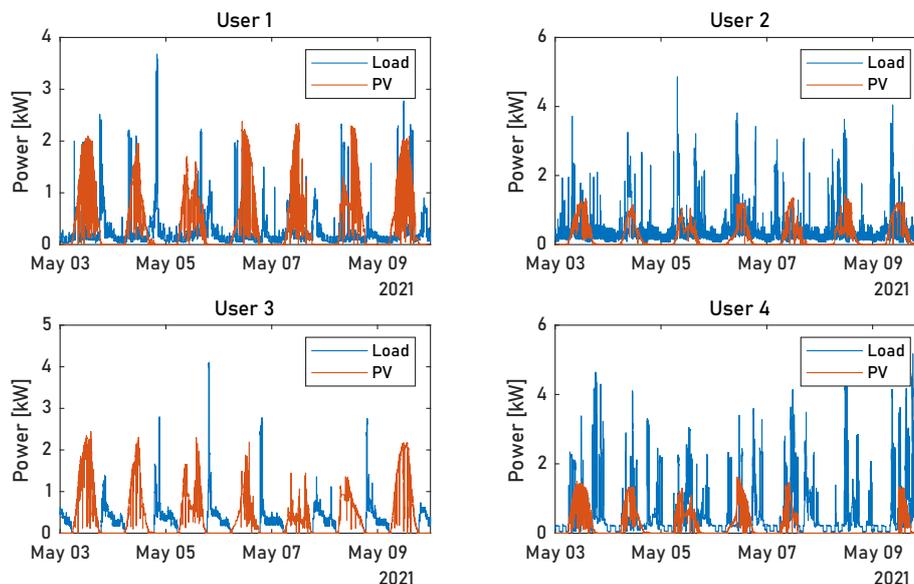


Figura 24 Profili di carico e FV per prosumer domestici

Vengono confrontati tra loro tre casi, tra cui l'assenza di BESS, l'installazione di un BESS equipaggiato da una routine standard di autoconsumo e il BESS con strategia Multiservizio. La strategia Multiservizio viene presentata in Figura 25. Viene considerata una stima dell'impegno richiesto alla batteria per svolgere la routine di autoconsumo, addizionata alla spesa energetica per i sistemi ausiliari e per altri servizi eventualmente già contrattualizzati ai fini di stimare i margini disponibili in potenza ed energia nella successiva sessione del Mercato di Bilanciamento (MB). Tramite opportuna strategia di pricing, volta a privilegiare l'affidabilità della batteria o i ricavi a seconda della situazione contingente, si

definiscono le offerte da presentare sul MB come coppie di quantità e prezzi per il servizio a salire e a scendere.

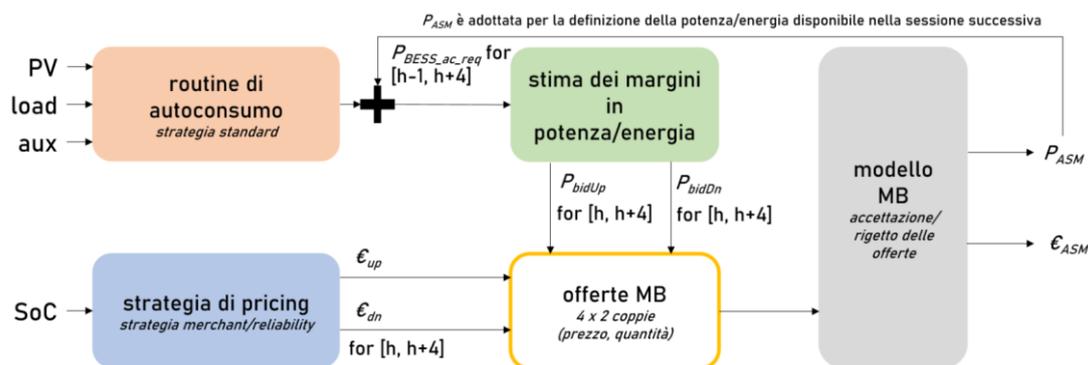


Figura 25 La strategia Multiservizio per un prosumer fotovoltaico

La strategia permette di massimizzare empiricamente la flessibilità fornita da un asset a contenuto di energia limitato. È infatti la disponibilità energetica, solitamente, a limitare l'offerta. Qualitativamente, l'energia disponibile per l'offerta a scendere (E_{disCa}) e a salire (E_{disSc}) varia nel tempo in base a condizioni ambientali e di sistema, come rappresentato in Figura 26. La variabilità delle bande evidenzia la necessità di poter effettuare offerte asimmetriche (diversa quantità a salire e a scendere).

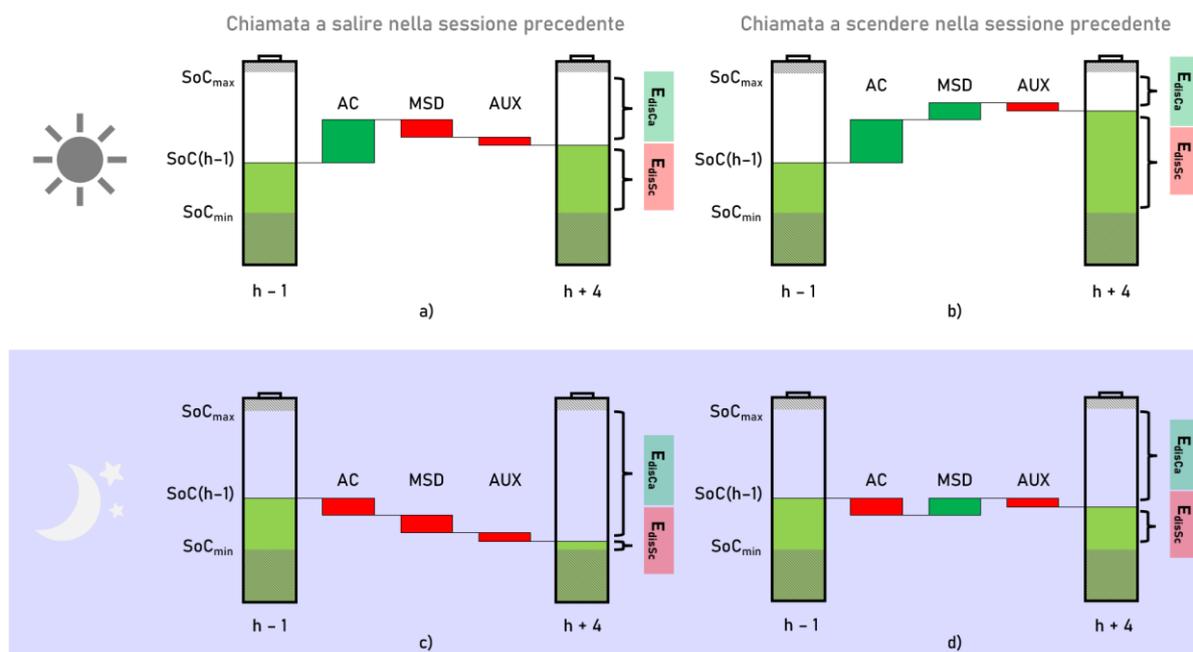


Figura 26 Le bande energetiche disponibili per la fornitura di servizio di dispacciamento come stimate nella strategia Multiservizio

I servizi forniti sono quindi:

- il servizio behind-the-meter di aumento dell'autoconsumo fotovoltaico e,
- il servizio di regolazione terziaria ("Gradino") sul MB. Questo servizio è compatibile al momento con la fornitura da parte di risorse distribuite aggregate all'interno del progetto pilota UVAM.

Si riassumono nel grafico seguente i benefici economici dati dalla fornitura dei due servizi, riportati come riduzione della bolletta media per gli utenti domestici considerati. Rispetto al costo della bolletta

energetica, circa il 35% di riduzione si può ottenere con una routine standard di autoconsumo. Questo risultato, che dipende largamente dal profilo di prelievo dell'utente, è dovuto all'ancora rilevante quota di prelievo da rete, soprattutto nelle ore notturne. Tramite invece l'implementazione di una routine Multiservizio che prevede anche la partecipazione al MSD, si vanno quasi ad azzerare i costi in bolletta. Questo risultato si ottiene considerando il maggiore autoconsumo e i conseguenti costi evitati e i ricavi dal MSD⁶, eventualmente ridotti in base alle penalità per la mancata adempienza.

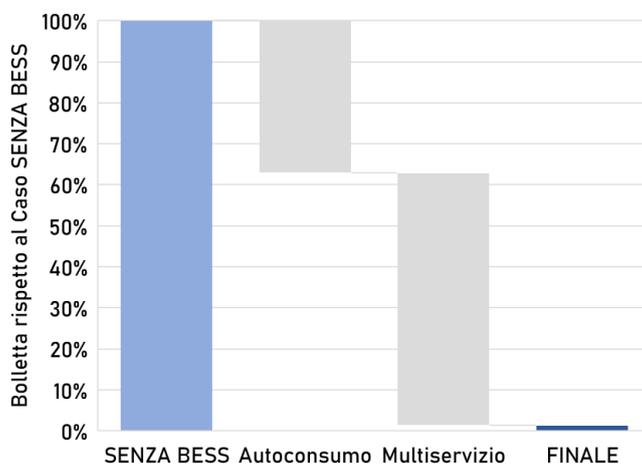


Figura 27 Risparmio in bolletta

In un'analisi pluriennale di progetto, confrontando la strategia standard di autoconsumo (sulla sinistra in figura) e una strategia Multiservizio (sulla destra) si rileva un ampio miglioramento degli indici economici e un rientro dell'investimento che passa da oltre 10 anni a 6 anni. Questo risultato è ottenuto simulando la fornitura di servizi applicando le strategie precedentemente illustrate e ipotizzando un costo di investimento e di esercizio per il BESS paragonabili a soluzioni commerciali di piccola taglia e considerando uno sconto in fattura del 50% (compatibile con i bonus fiscali vigenti).

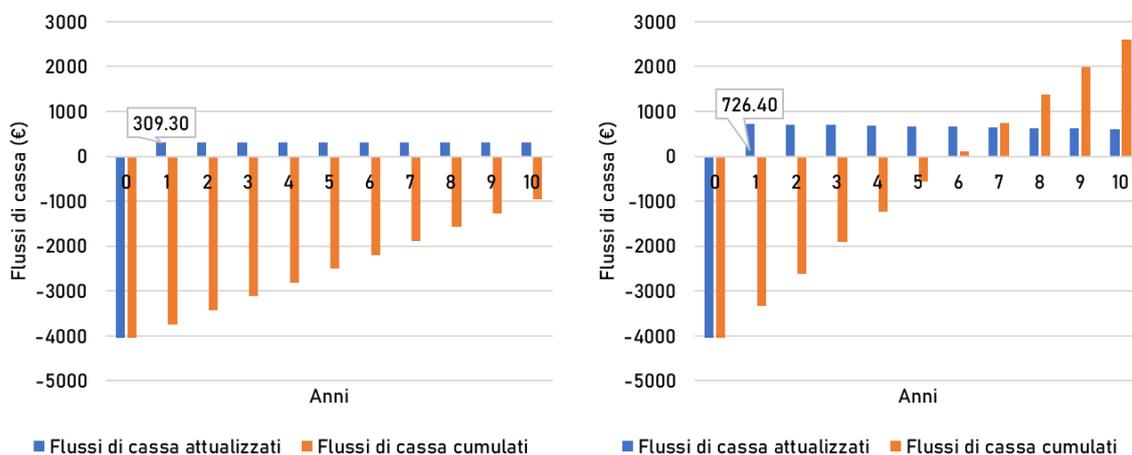


Figura 28 Analisi di progetto nel caso di solo autoconsumo (sinistra) e Multiservizio (destra)

4.1.2 Grande taglia: Fast Reserve e partecipazione al MB

Per quanto riguarda i BESS di grande taglia, al momento in Italia sono di interesse esperienze pilota come il progetto Fast Reserve. Le risorse che partecipano a questo progetto, dette Fast Reserve Unit (FRU), si rendono disponibili a una regolazione di frequenza veloce basata su una curva di statismo

⁶ Non si considera il corrispettivo fisso in €/MW/anno del progetto pilota UVAM.

quale quella riportata in figura. Il servizio è power-intensive anche grazie alla durata limitata per cui la regolazione è richiesta: infatti, dopo 30 secondi di regolazione, a meno di entrata in condizioni di emergenza, la FRU è autorizzata ad iniziare una derampa verso una fornitura di potenza nulla (vedi parte destra della figura).

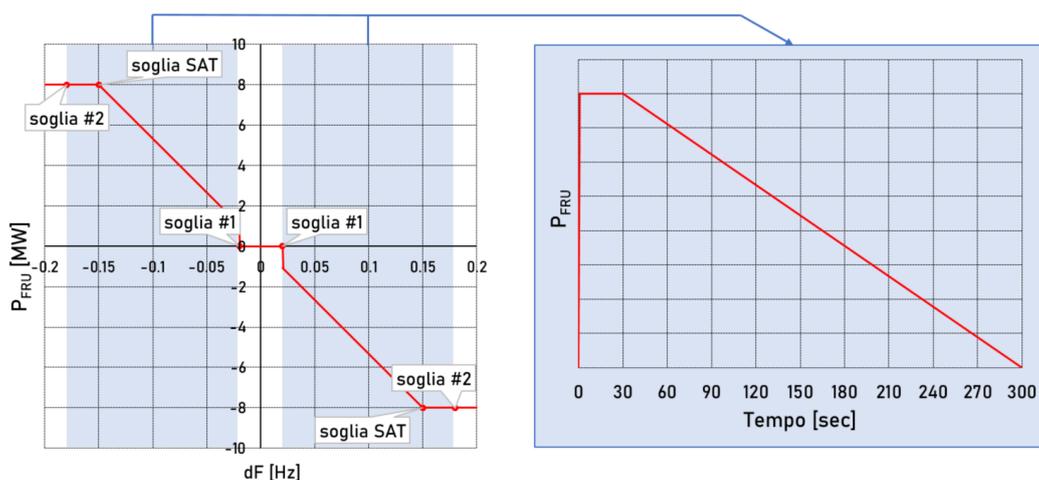


Figura 29 La curva di statismo della Fast Reserve

Questa regolazione viene richiesta per 1000 ore di disponibilità annua, comunicate in anticipo da Terna, la quale contrattualizza il servizio. Il servizio è testato in ambiente dinamico, ovvero simulando la risposta nel tempo del sistema di accumulo. Viene simulato un anno di fornitura del servizio, considerando il profilo di frequenza proveniente da dati storici validi per l'Italia continentale e i blocchi di 1000 ore di disponibilità come riportati in figura. Nella figura seguente, ogni linea arancione rappresenta un blocco di disponibilità. I blocchi sono selezionati con una logica che include i periodi di tempo durante l'anno che presentano una maggiore deviazione di frequenza.

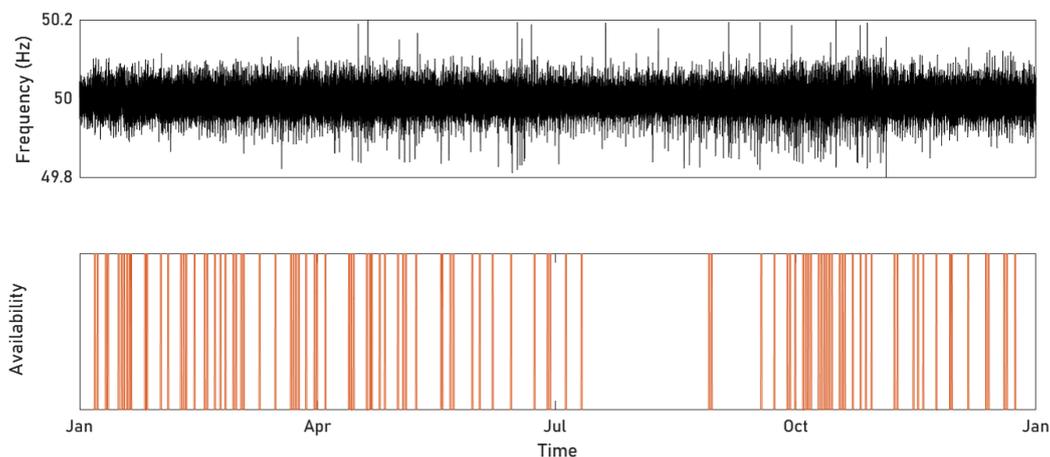


Figura 30 Il profilo di frequenza e i blocchi di disponibilità annuali considerati nell'analisi

Al di fuori delle 1000 ore, il BESS non ha obblighi contrattuali. Per analizzare il suo esercizio, si ipotizzano due casi:

- Il caso di riferimento, in cui il SdA non fornisce alcun servizio al di fuori delle 1000 ore;
- Il caso studio, in cui si ipotizza un Multiservizio sequenziale: all'interno delle 1000 ore, vi è la sola fornitura di Fast Reserve. Al di fuori, si fornisce regolazione terziaria ("Gradino") sul MB.

Il dimensionamento della batteria è ottimizzato sulla fornitura di Fast Reserve: la durata della batteria (o rapporto energia/potenza) è di 0.6 ore. Questo perché la Fast Reserve risulta essere il servizio più remunerativo e richiede un contenuto energetico di maggiore o uguale a 0.5 ore. Il risultato della simulazione viene rappresentato in termini di profili di scambio di potenza con la rete e di evoluzione dello stato di carica (SoC) come nella figura seguente⁷. Si riconoscono periodi ad elevata richiesta di potenza, caratterizzanti la fornitura di Fast Reserve, e altri periodi con fornitura di potenza meno elevata: ai fini di rispettare i requisiti di durata dell'erogazione, il BESS può offrire una potenza limitata sul MB.

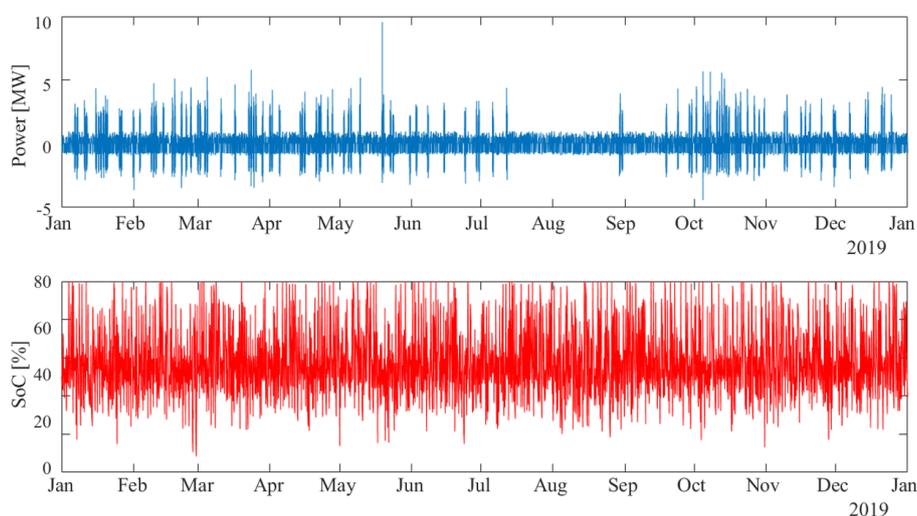


Figura 31 Il profilo di potenza e SoC nella fornitura di Multiservizio: Fast Reserve + partecipazione a MB

La remunerazione per le FRU è una remunerazione in capacità (€/MW/anno) corrispondente a quanto offerto in fase di asta. L'asta organizzata dal TSO nazionale ha posto a confronto i vari investitori e li ha classificati in ordine di prezzo offerto ascendente: tanto più basso il prezzo offerto, tanto più probabile la selezione come FRU. Per questo, si effettua un'analisi di sensitività economica che restituisce l'IRR a 5 anni per le FRU, basandosi sulla variazione di due parametri:

- il costo di investimento (CAPEX, in k€/MWh) del SdA;
- la remunerazione offerta e ottenuta in fase d'asta.

Le due tabelle sottostanti riportano i risultati, considerando la sola fornitura di Fast Reserve o il Multiservizio come precedentemente descritto. L'implementazione della logica Multiservizio permette IRR più elevati e compatibili con valori accettabili anche nella finestra di combinazione di offerte e costi di investimento coerenti con il periodo di asta (2020): vedi riquadro tratteggiato nello schema in figura.

⁷ Revenue Stacking for BESS: Fast Frequency Regulation and Balancing Market Participation in Italy: <https://doi.org/10.1155/2022/1894003>

		SOLO FAST RESERVE									MULTISERVIZIO						
		CAPEX (k€/MWh)									CAPEX (k€/MWh)						
		200	250	300	350	400	450	500			200	250	300	350	400	450	500
Offerta asta FR (k€/MW/y)	70	20.6%	16.8%	13.9%	11.5%	9.6%	8.0%	6.7%	Offerta asta FR (k€/MW/y)	70	26.2%	21.2%	17.2%	14.0%	11.3%	9.1%	7.2%
	60	15.6%	12.4%	10.0%	8.1%	6.5%	5.2%	4.0%		60	20.9%	16.4%	12.9%	10.1%	7.8%	5.9%	4.2%
	50	10.6%	8.1%	6.1%	4.6%	3.3%	2.3%	1.4%		50	15.5%	11.7%	8.7%	6.2%	4.3%	2.6%	1.2%
	40	5.6%	3.8%	2.3%	1.2%	0.2%	-0.5%	-1.2%		40	10.0%	6.8%	4.3%	2.4%	0.7%	-0.7%	-1.8%
	30	0.7%	-0.5%	-1.5%	-2.2%	-2.8%	-3.4%	-3.8%		30	4.5%	2.0%	0.0%	-1.6%	-2.9%	-3.9%	-4.8%
	20	-4.1%	-4.7%	-5.2%	-5.6%	-5.9%	-6.1%	-6.3%		20	-1.1%	-2.9%	-4.4%	-5.5%	-6.4%	-7.2%	-7.9%

Figura 32 Analisi di sensitività che restituisce gli IRR per diversi livelli di CAPEX e di offerta all'asta di Fast Reserve

4.2 Invecchiamento del BESS stimato in tempo reale tramite parametri di letteratura

In mancanza di misurazioni effettuate sull'asset a disposizione, un'indicazione sull'invecchiamento di un BESS a partire da dati di letteratura può essere di interesse per varie analisi di prima istanza. In particolare, può essere utile a stimare il Levelized Cost of Storage (LCOS) o la vita utile dell'asset, su cui basare analisi di business. Oltre a ciò, l'analisi dell'invecchiamento può stimare le prestazioni residue in termini di efficienza e capacità che ci si può attendere alla fine di un certo periodo in base al servizio fornito e quindi all'impegno richiesto alla batteria. Questa stima può essere poi utilizzata in varie modalità, ad esempio ai fini di definire il sovradimensionamento necessario per partecipare ad aste per la contrattualizzazione a lungo termine dell'asset, le quali richiedano un requisito minimo di performance (in termini di capacità, potenza, durata dell'erogazione, ecc.) per tutta la durata del contratto.

Tramite i modelli prima illustrati, si ottengono le stime riportate nelle figure, in cui si presenta l'effetto dell'invecchiamento calendariale e di processo sulla capacità residua (rispetto alla capacità all'inizio della vita, BoL) e sulla resistenza interna (sempre rispetto alla resistenza iniziale, posta pari all'unità). Nel primo caso, si considera la sola fornitura di Fast Reserve, inclusa ovviamente la gestione del SoC (vedi Figura 33).

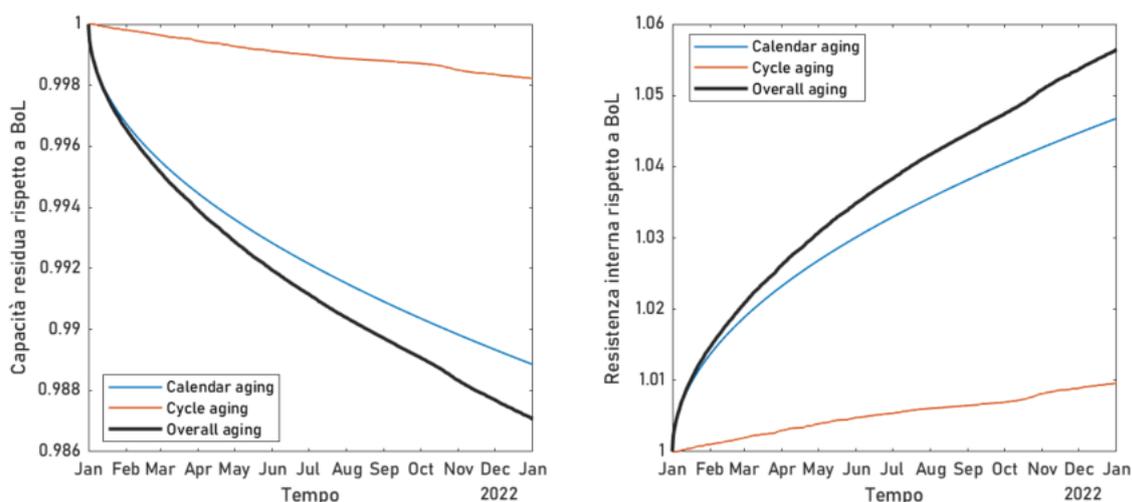


Figura 33 Invecchiamento della batteria nel primo anno con fornitura di sola Fast Reserve con gestione del SoC (FRU + SoC_{mgmt})

Nel secondo caso, si considera la fornitura di Fast Reserve (con gestione del SoC) intervallata all'aumento di autoconsumo di impianti FER non programmabili sottesi allo stesso punto di connessione del BESS, effettuato al di fuori delle 1000 ore di disponibilità di Fast Reserve.

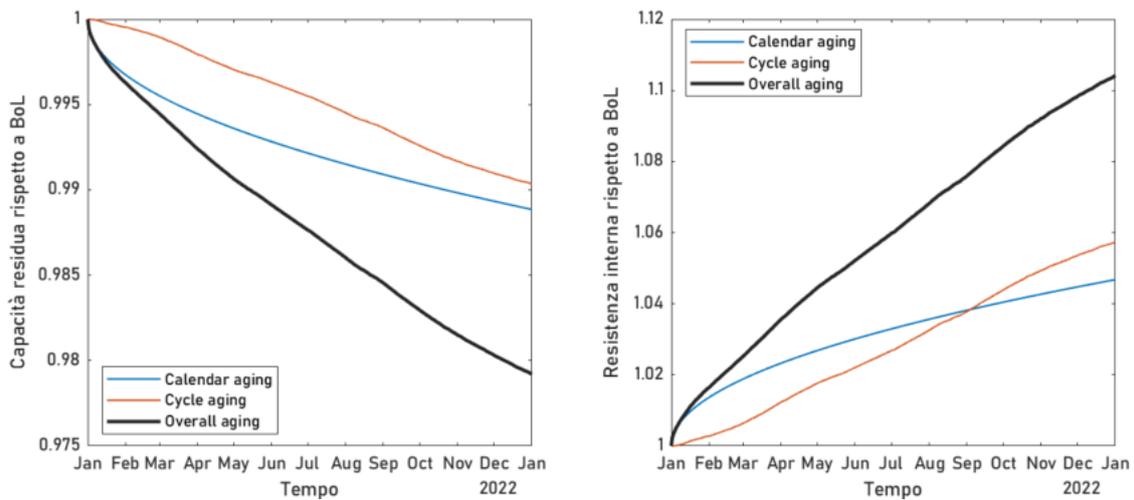


Figura 34 Invecchiamento della batteria nel primo anno con fornitura di Fast Reserve + gestione del SoC e autoconsumo fotovoltaico (FRU + SoC_{mgmt} + AC FER)

Altre grandezze di interesse riguardano la stima delle prestazioni residue dopo un certo intervallo di tempo in base al servizio fornito dal BESS. Ad esempio, si presentano le prestazioni residue a 10 anni stimate per un BESS nei due casi precedentemente illustrati: solo Fast Reserve o Fast Reserve + autoconsumo FER (AC FER). In entrambi i casi, si considera anche l'implementazione di un algoritmo per la gestione dello stato di carica (SoC_{mgmt}). Nel caso della fornitura semplice di Fast Reserve, il basso numero di cicli annui fa sì che il calendar aging sia predominante rispetto al cycle aging. In generale, questa situazione è da evitare perché indica che il BESS si degrada anche, anzi soprattutto, in mancanza di utilizzo.

Tabella 3 Dati riassuntivi invecchiamento nelle due simulazioni

	FRU + SoC _{mgmt}	FRU + SoC _{mgmt} + AC FER
Capacità residua	91.8%	84.0%
Variazione efficienza operativa	-2.2%	-6.4%
Peso del calendar aging	75%	35%
Peso del cycle aging	25%	65%

Stimando la vita utile ed essendo noti i cicli equivalenti annui e i costi in termini di CAPEX e OPEX (circa 300 k€/MWh), si stima anche il Levelized Cost of Storage (LCOS). Per i due casi considerati, il LCOS è quello proposto in tabella. Esso diminuisce all'aumentare dei cicli, visto il minor peso del calendar aging sul totale. Il LCOS dà indicazione dell'eventuale convenienza per il BESS a fornire servizi che presentino uno spread ad esso superiore.

Tabella 4 Dati riassuntivi LCOS nelle due simulazioni

	FRU + SoC _{mgmt}	FRU + SoC _{mgmt} + AC FER
Cicli equivalenti annui	86.2	265.9
Vita utile (anni)	24.4	12.5
LCOS (€/MWh)	109.6	58.4

4.3 Ottimizzazione di distretti energetici

L'utilizzo di modelli in grado di assicurare un opportuno compromesso tra accuratezza di simulazione e tempi di calcolo è fondamentale anche nei problemi che coinvolgono la pianificazione e la gestione ottima di un BESS in un contesto energetico multi-vettore⁸. Le attività svolte hanno permesso di includere la modellazione delle prestazioni di un BESS all'interno di problemi di ottimizzazione complessi. Tali problemi prevedono che il BESS sia accoppiato con altre risorse (impianti fotovoltaici o eolici, carichi elettrici, ecc.) e che sia connesso alla rete pubblica, potendo quindi contribuire alle attività di compravendita dell'energia elettrica e dei servizi ancillari.

Un esempio applicativo di relativa semplicità permette di dimostrare agevolmente l'impatto derivante dall'utilizzo di formulazioni matematiche diverse per modellare un BESS. Si prenda il sistema presentato in Figura 21 e si consideri di utilizzare per lo scheduling (cfr. la programmazione) del sistema in oggetto tre modelli di rappresentazione delle prestazioni del BESS diversi, come riportato sopra. La seguente tabella riporta i flussi economici derivanti da una programmazione ottima effettuata con i tre diversi modelli, evidenziando come ci siano differenze anche rilevanti nei risultati, pur dovendo analizzare un sistema relativamente semplice come quello di Figura 21.

Tabella 5 Risultati economici del distretto nel caso di riferimento (senza BESS) e con BESS implementato secondo tre modellazioni delle prestazioni

Dati Economici in €	RIFERIMENTO senza BESS	con BESS Modello 1	con BESS Modello 2	con BESS Modello 3
BOLLETTA – quota potenza (A)	1,580	1,340	1,485	1,476
BOLLETTA – quota energia. (B)	5,775	4,775	4,723	4,766
BOLLETTA – quota fissa (C)	122	122	122	122
BOLLETTA TOTALE (D=A+B+C)	10,244	8,628	8,763	8,845
RICAVI DA VENDITA DI ENERGIA (E)	1,112	315	371	476
Costi netti (D - E)	9,132	8,313	8,393	8,369

Dalla risoluzione del problema di ottima programmazione del BESS, emerge in tutti i casi come l'accumulo fornisca servizi sia di time-shifting, vale a dire spostamento della produzione fotovoltaica verso quei momenti in cui è presente una maggiore domanda elettrica, sia di peak shaving, cioè di riduzione del prelievo massimo di potenza dalla rete, spinto dall'incentivo economico rappresentato dalla quota potenza, applicata in €/kW alla potenza massima quart'oraria in prelievo. Infine, un'analisi approfondita delle movimentazioni dell'accumulo permette di evidenziare nella strategia anche alcune pratiche di speculazione (arbitrage), per cui il BESS viene ricaricato in momenti della giornata con un basso costo dell'energia, per essere scaricato in momenti invece di prezzo elevato. Questo particolare aspetto è influenzato anche dai differenziali di prezzo particolarmente elevati del periodo preso in considerazione (luglio 2021), come riportato anche in Figura 35.

⁸ An optimization model for the provision of flexibility and dispatching resources by multi-vector smart energy districts: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123805007>

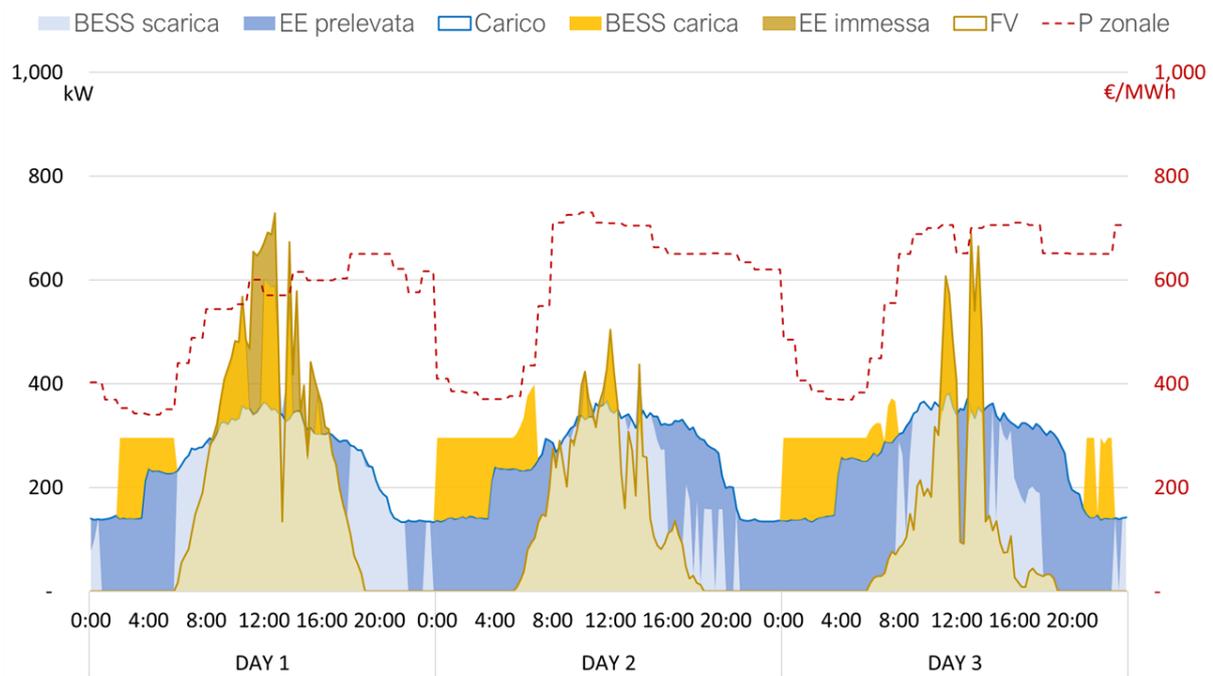


Figura 35 Flussi energetici ottenuti tramite l'ottimizzatore

Infine, è bene segnalare come l'utilizzo di opportuni modelli di rappresentazione di un BESS diventi sempre più rilevante maggiore diventa la complessità del sistema da simulare. Questo include anche la possibilità di rappresentare incertezze legate al funzionamento dei mercati o del sistema elettrico o l'opportunità di simulare più vettori energetici (elettrico, termico, gas), sfruttandone le caratteristiche in maniera complementare.

4.4 Impatto di rete della partecipazione dei SdA alla regolazione di frequenza

In conclusione del presente studio, si è posta l'attenzione sull'impatto dei SdA sulla rete elettrica nazionale. In particolare, si considera la penetrazione di BESS come prevista dall'asta 2020 di Fast Reserve in una zona di mercato italiana⁹. Viene selezionato un evento di frequenza particolarmente gravoso e prolungato per testare la risposta di asset a contenuto di energia limitata. Si utilizza Digsilent e una rete semplificata con vari carichi equivalenti. La deviazione di frequenza è ottenuta come descritto nel paragrafo **Error! Reference source not found.**. I due grafici seguenti mostrano i principali risultati ottenuti¹⁰.

Il primo grafico mostra la risposta dei quattro BESS considerati. Come si vede, i BESS non forniscono una risposta dinamica alle deviazioni di frequenza finché queste non superano la banda morta (± 20 mHz). Poi (dopo circa 200 secondi), segue un periodo in cui le batterie forniscono potenza a seguito di un brusco calo di frequenza, arrivando quasi subito alla saturazione della potenza qualificata al servizio. Trenta secondi dopo che la frequenza è rientrata all'interno della soglia di emergenza (soglia #2, ± 150 mHz) inizia la derampa verso la potenza nulla come definito dal regolamento tecnico della Fast Reserve.

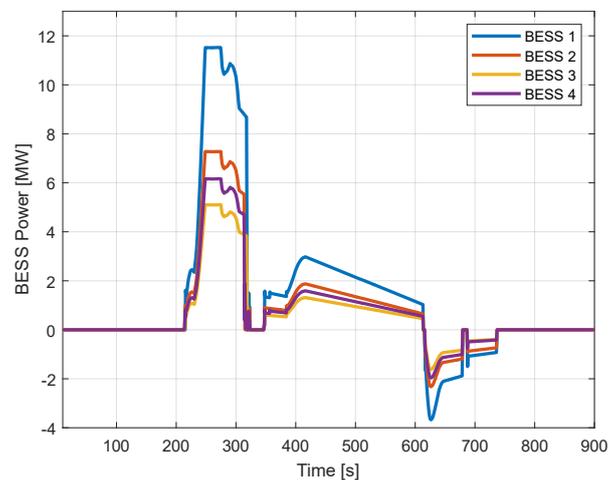


Figura 36 Potenza fornita dalle FRU

Il secondo grafico presenta il profilo di frequenza ottenuto con la Fast Reserve rispetto a quello ottenuto senza di essa. Come si nota, la deviazione di frequenza diminuisce lungo tutto il profilo grazie all'azione dei BESS, che si aggiungono alla regolazione primaria di frequenza fornita dalle Unità di Produzione rilevanti e programmabili della zona. In particolare, la diminuzione al nadir è di circa il 40%.

⁹ Esiti asta Fast Reserve 2020:

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/esiti-asta-fast-reserve>

¹⁰ Battery energy storage contribution to system frequency for grids with high renewable energy sources penetration: <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-18426-0.00005-4>

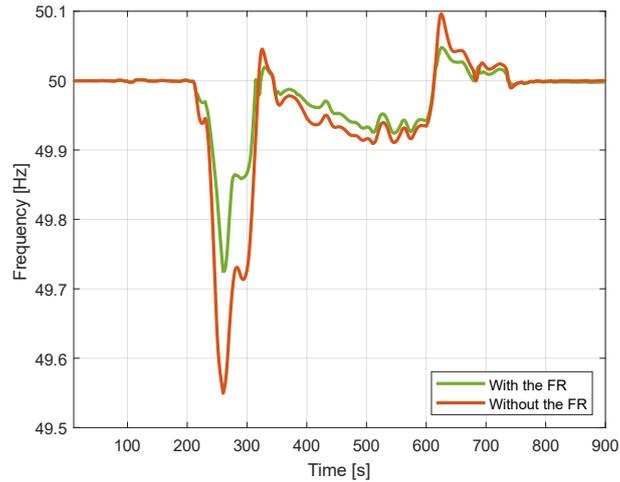


Figura 37 Profilo di frequenza senza (arancio) e con FR (verde)

L'inserimento del modello BESS in un tool per le simulazioni dinamiche di rete permette anche di verificare l'impatto sul SoC della regolazione. Durante tutto l'evento, il SoC delle batterie coinvolte rimane nell'intervallo 40-50% (il SoC iniziale è il 50% per tutti i BESS), nonostante si sia considerato un evento duraturo e ampio in termini di deviazione di frequenza, ovvero le implicazioni sul SoC dei sistemi di accumulo sono risultate minori.

5 Suggerimenti regolatori: il modello a supporto del ridisegno del mercato

Un'analisi più ampia delle potenzialità del modello BESS viene fornita nel seguito. Il modello, sempre inserito nel contesto di un distretto energetico, viene utilizzato per valutare la fornitura di servizi da risorse distribuite in presenza di vari design dei prodotti del MSD. Negli ultimi anni, in Italia e in Europa, è infatti in corso un intenso processo di evoluzione del dispacciamento e dei mercati della flessibilità. Sono allo studio prodotti più adatti anche alla generazione distribuita, contrattualizzati più vicino al tempo reale, con requisiti di durata dell'erogazione diminuiti e forniti anche in maniera asimmetrica dalle varie risorse. L'evoluzione è declinata in Italia nel processo che porta dal design tradizionale di MSD con il coinvolgimento delle sole unità di produzione rilevanti e programmabili (termoelettriche e idroelettriche > 10 MVA), attraverso il periodo di transizione caratterizzato dai progetti pilota conseguenti alla Delibera 300/2017 dell'ARERA, fino ad arrivare alla situazione a regime che sarà definita nel Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)¹¹.

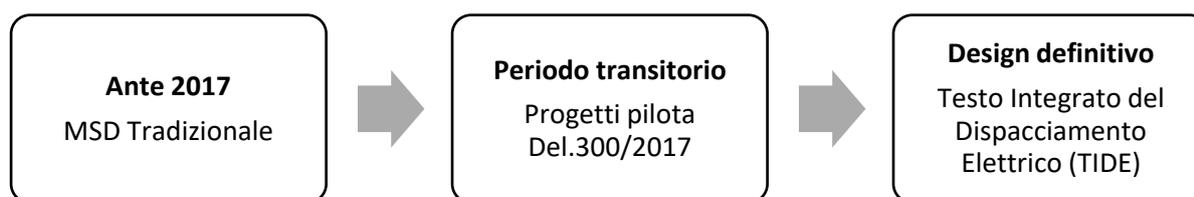


Figura 38 Processo di evoluzione del dispacciamento

Per analizzare la fornitura di servizi in un mercato con differenti design, si utilizza nuovamente il caso del BESS inserito in un distretto energetico. La configurazione del distretto viene presentata in Figura 39, nel diagramma sinottico semplificato a sinistra. Il carico viene soddisfatto dalla generazione, in primis fotovoltaica e a integrazione dal cogeneratore. Il cogeneratore ha una potenza di minimo e di massimo tecnico (ipotizzate a 1375 e 2750 kW) tra cui variare: in funzionamento standard, si ipotizza di non spegnere il cogeneratore dati i costi di accensione significativi in termini di invecchiamento addizionale. In uno scenario di riferimento, l'eventuale eccesso di potenza viene immesso in rete, mentre la scarsità di generazione rispetto al carico richiede di prelevare da rete. Nel caso studio, un BESS si carica in caso di eccesso di produzione e si scarica se c'è scarsità. A destra sono mostrati i profili di potenza conseguenti alla logica illustrata: i profili viola e verde sono rispettivamente la carica e la scarica richiesta al BESS nella logica di autoconsumo¹².

¹¹ Per una panoramica sull'evoluzione dei mercati per il servizio di dispacciamento in Europa e in Italia, "Ancillary services markets in europe: Evolution and regulatory trade-offs": <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111850>

¹² Il layout di distretto scelto è coerente con il Campus di Città Studi del Politecnico di Milano, dove già oggi si gestisce con logiche similari un cogeneratore ad alto rendimento e si è pianificata l'installazione di almeno 2 MW di potenza fotovoltaica (https://milano.repubblica.it/cronaca/2023/02/02/news/politecnico_milano_tetto_fotovoltaico_comunita_en_386115824/).

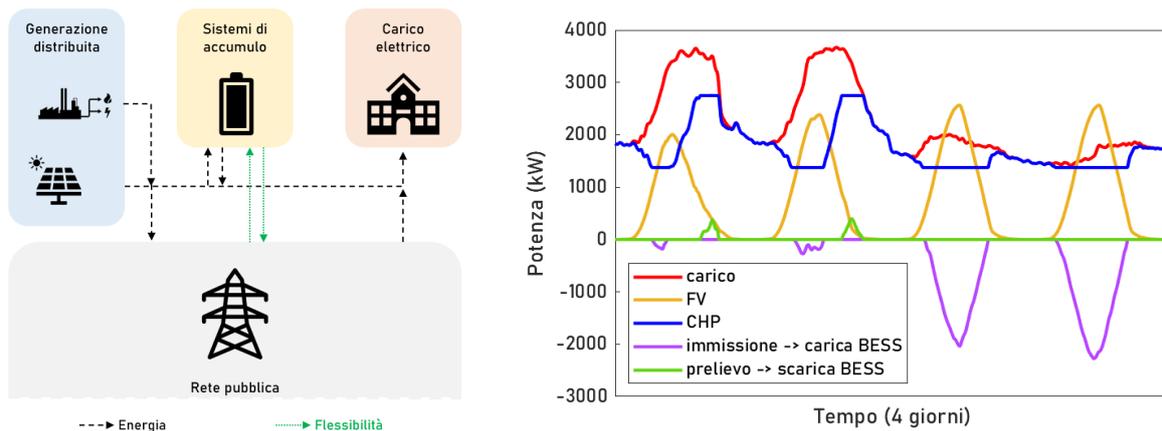


Figura 39 Layout del distretto energetico (sinistra) e profili di potenza (destra)

In aggiunta alla logica di autoconsumo, si propone la fornitura di servizi ancillari alla rete con una strategia Multiservizio del tutto simile a quella illustrata nel Paragrafo 4.1.1 per un BESS di piccola taglia. In questo caso, i servizi forniti variano i parametri illustrati nella seguente figura, dove si adotta la struttura del prodotto standard di bilanciamento definito nei codici di rete europei. I parametri variati sono coerenti con le possibili evoluzioni dei prodotti attualmente in discussione nei progetti pilota, nelle evoluzioni del Codice di Rete e nella definizione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE).

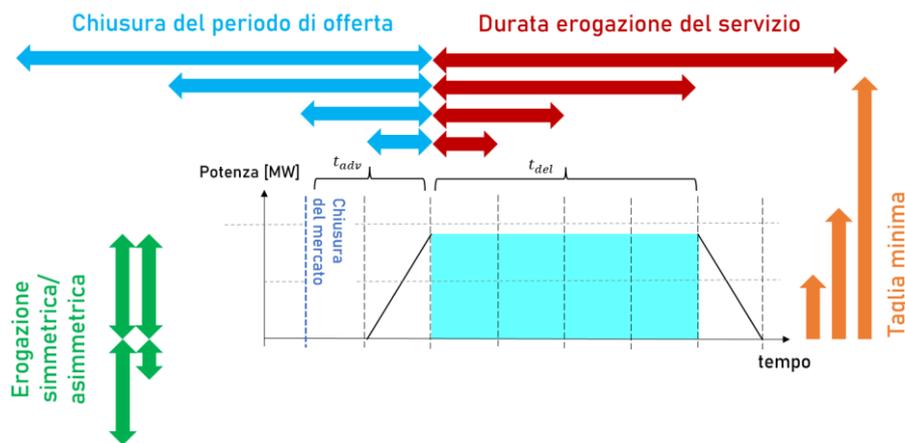


Figura 40 I diversi parametri dei prodotti di bilanciamento analizzati

Con un'analisi di sensitività effettuata tramite la ripetizione seriale di simulazioni con il modello BESS inserito nel tool Simulink, si definisce quanto ogni parametro di mercato impatti su specifici indicatori di prestazione. Nella tabella seguente si riportano i principali risultati. La fornitura asimmetrica del servizio risulta nel miglioramento generale della prestazione, sia dal punto di vista dell'autoconsumo (o autobilanciamento, se visto dalla prospettiva del sistema elettrico) del distretto, sia per quanto riguarda la qualità e quantità della flessibilità, sia infine per l'utilizzo efficiente del BESS. Quest'ultimo indicatore considera l'efficienza operativa del BESS stimata dal modello e il numero di cicli all'anno. La diminuzione della durata minima di erogazione risulta in un significativo aumento della flessibilità fornita, parzialmente a scapito dell'affidabilità: il sistema offre di più e potenzialmente accresce la quota di mancato rispetto degli ordini di dispacciamento o "mancata movimentazione" (affidabilità in diminuzione dal 99% al 94% in caso di regolazione terziaria). La chiusura del mercato più vicina al periodo di fornitura ha limitato impatto sulla fornitura (si utilizzano nello studio dei modelli di machine learning per la previsione delle bande di offerta sul MB, la cui precisione è elevata anche aumentando

l'orizzonte temporale. Gli stessi metodi sono potenzialmente a disposizione dei BSP), tuttavia ne aumenta l'affidabilità. Infine, un servizio power intensive accresce di molto la potenza di flessibilità fornita a parità di risorse disponibili, a parziale scapito degli altri indicatori di performance: un servizio power intensive permette a un sistema a contenuto di energia limitato di fornire più flessibilità anche con costi energetici limitati, ma la potenza allocata su quel servizio non può essere utilizzata per altri scopi, quindi diminuiscono cicli equivalenti, efficienza del BESS, possibilità di agire sull'autoconsumo del distretto. Di conseguenza, prima di qualificare una certa capacità in modo esclusivo per la fornitura di un servizio veloce e power intensive, è necessario considerare che quell'asset non risulta più disponibile per la fornitura di altri servizi: questo aumenta il costo opportunità di fornire quel servizio e potenzialmente si sposa con una remunerazione in capacità elevata, coerente con la qualità del servizio fornito.

	Autoconsumo/ autobilanciamento	Flessibilità: energia fornita	Flessibilità: potenza disponibile	Flessibilità: affidabilità	Efficienza di utilizzo del BESS
Fornitura asimmetrica	↑	↑	↑	↑	↑
Diminuzione durata minima di erogazione	↓	↑↑	↑↑	↓	↑↑
Chiusura mercato più vicina	↔	↔	↔	↑	↔
Servizio power intensive	↓	↓	↑↑	↓	↓

Figura 41 Tabella riassuntiva qualitativa degli impatti delle variazioni dei parametri sul sistema e sulla gestione del BESS

5.1 Confronto tra autoconsumo, aFRR, mFRR

Per meglio focalizzare, muovendoci dal generale al particolare, le metodologie e i risultati quantitativi delle analisi fatte, si analizza un caso di interesse per le recenti innovazioni regolatorie italiane: con la Consultazione sul Codice di Rete avviata nel 2022, in particolare per quanto riguarda il Capitolo 4 del Codice¹³, si introduce la differenziazione tra la semibanda a salire e a scendere per la regolazione secondaria, che definisce di fatto la possibilità di fornitura asimmetrica del servizio. L'evoluzione in atto viene presa ad esempio per caratterizzare tre casi rappresentativi di tre strategie di controllo del BESS che fornisca servizi behind-the-meter e/o servizi di rete nel distretto energetico precedentemente descritto.

- Caso di riferimento "Solo Autoconsumo": il BESS si occupa del solo aumento dell'autoconsumo del distretto, caricandosi quando vi sia un eccesso di produzione, scaricandosi al contrario in caso la produzione non riesca a soddisfare il carico.
- Caso studio "Multiservizio – Secondaria": si utilizza una logica Multiservizio come descritta nel Paragrafo 4.1.1, in cui i margini stimati di energia e potenza rimanenti a valle della fornitura di autoconsumo vengono offerti sul MSD per la fornitura di regolazione secondaria.
- Caso studio "Multiservizio – Terziaria": si utilizza una logica Multiservizio come descritta nel Paragrafo 4.1.1, in cui i margini stimati di energia e potenza rimanenti a valle della fornitura

¹³ Consultazione Codice di Rete

(<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori/dettaglio/consultazione-codice-di-rete-11-02>).

di autoconsumo vengono offerti sul MB per la fornitura di riserva terziaria e bilanciamento (“Gradino”).

Il profilo di potenza del BESS per la fornitura di secondaria viene presentato in figura. Si notano le bande offerte (tratteggiate), tipicamente più ampie a salire nel periodo diurno, più ampie a scendere nel periodo notturno. Si evidenziano le semibande accettate (aree ombreggiate, maggiori di 1 MW) e l’effettivo setpoint di fornitura di secondaria in tempo reale (la linea nera) basato sul Segnale di Livello inviato ogni minuto da Terna. La fornitura di una banda più ampia a salire dovrebbe garantire una maggiore scarica della batteria nel periodo di fornitura. Tuttavia, questo dipende dall’effettivo valore del Segnale.

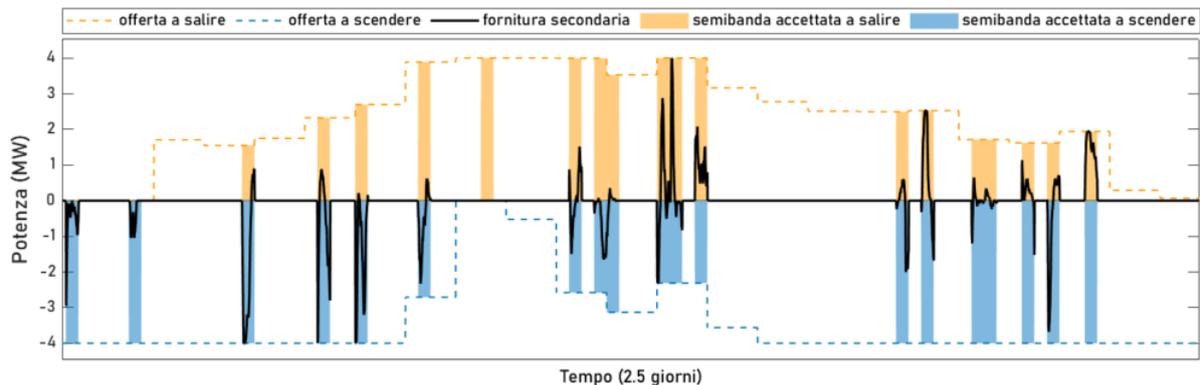


Figura 42 Fornitura di servizio di regolazione secondaria (aFRR)

Nella figura seguente si presentano le offerte fatte nel caso “Multiservizio – Terziaria” (tratteggiate), le offerte accettate (aree ombreggiate) e il setpoint (linea nera). In questo caso, a un’accezzazione corrisponde la fornitura di potenza costante per l’intervallo accettato. L’accezzazione di fornitura a salire corrisponde quindi a una modifica del setpoint della batteria di pari potenza in direzione della scarica (o comunque della riduzione dell’assorbimento). Si nota come il servizio maggiormente energy-intensive riduca la potenza che può essere offerta dal BESS sul MB (altezza delle aree ombreggiate in Figura 43 rispetto a Figura 42). Questo ai fini di evitare il totale esaurimento (o saturazione) del contenuto energetico del BESS.

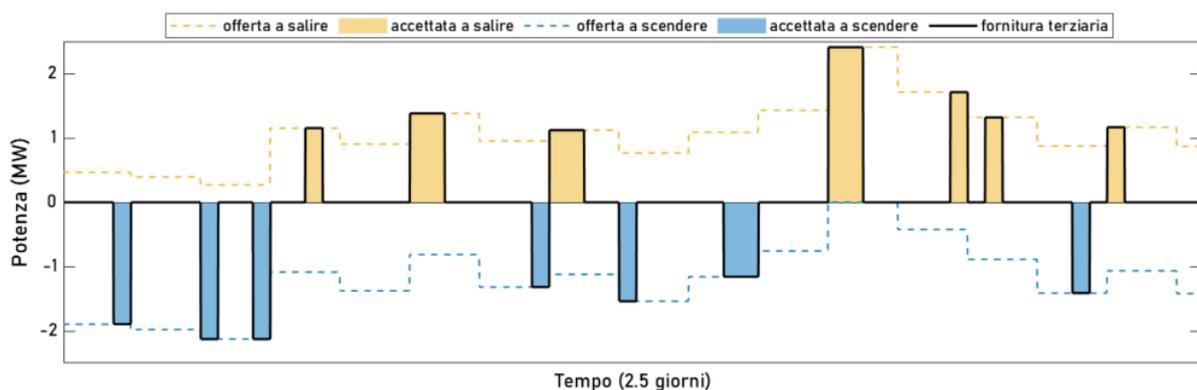


Figura 43 Fornitura di servizio di regolazione terziaria (mFRR)

Nel diagramma seguente si presenta invece quanto avviene sul contenuto energetico della batteria. Nel caso di solo autoconsumo (nero), la batteria si carica e si scarica dipendentemente dall’eccesso di generazione o carico. Si nota anche la presenza di sistemi ausiliari, che risultano in un carico da soddisfare per la batteria e conseguentemente in una scarica lenta e graduale della stessa. È frequente la possibilità di permanenza a SoC pari al minimo (o al massimo). Le logiche di Multiservizio sono

sviluppate ai fini di prevenire il più possibile questa circostanza: offrono generalmente a salire quando la batteria risulti troppo carica, viceversa a scendere. Si nota nel caso della fornitura di secondaria (rosso) che il contributo energetico per il servizio di frequenza è limitato, ma comunque utile a prevenire la permanenza a SoC minimo. Considerando invece il caso di fornitura di terziaria, la quota di energia fornita è rilevante e non si toccano mai i limiti di stato di carica.

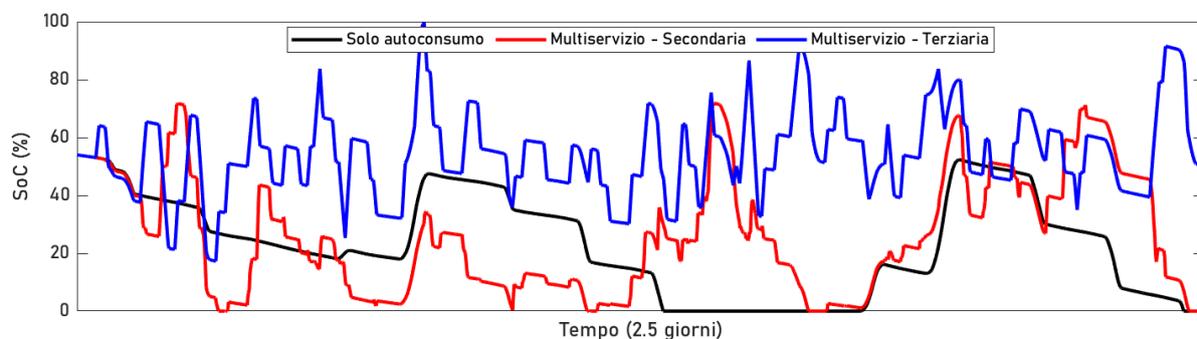


Figura 44 Confronto evoluzione del SoC considerando le tre diverse strategie di controllo

Dal punto di vista energetico ed economico, la situazione è riassunta in Tabella 6. Le ipotesi fatte considerano prezzi energetici stimati per il prossimo futuro (2023 – 2025), corrispondenti ai prezzi in bolletta e su MSD da dati di dicembre 2022 (i più recenti disponibili) ridotti di circa un terzo. Come si nota, l’impegno richiesto per una batteria che faccia solo autoconsumo è limitato. In questo caso in particolare i cicli equivalenti annui sono in numero estremamente esiguo, ma la situazione è non dissimile in tutte le configurazioni con utenze industriali su un turno o di uffici (che presentano cioè prelievo elevato diurno). Nei casi Multiservizio aumentano i ricavi dovuti all’autoconsumo (grazie alla miglior gestione dello stato di carica) e diventano preponderanti quelli derivati dalla partecipazione a MSD. Rispetto alle penalità, è stato considerato un valore elevato per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento, per fornire un risultato economico cautelativo. L’impegno su MSD diventa importante in termini di ore e di energia scambiata nel caso con la regolazione terziaria: si offre il servizio per circa 3500 ore annue e i cicli equivalenti salgono a 470 (circa 1.3 cicli equivalenti/giorno).

Tabella 6 Risultati economici delle tre simulazioni

	Solo autoconsumo	Multiservizio Secondaria	Multiservizio Terziaria
Ricavi autoconsumo	82786	97817	122247
Ricavi flessibilità	-	144066	630233
Penalità ¹⁴	-	-60407	-162043
Ricavi netti	82786	181476	590437
Cicli equivalenti	18	125	470

I risultati visti sopra si riflettono nell’analisi di progetto dei tre investimenti. Il tempo di rientro dell’investimento è inferiore ai 10 anni solo nel caso Multiservizio – Terziaria (vedi Figura 45). Questo perché l’utilizzo della batteria è ingente solo in quel caso.

¹⁴ Mancato rispetto ordini dispacciamento.

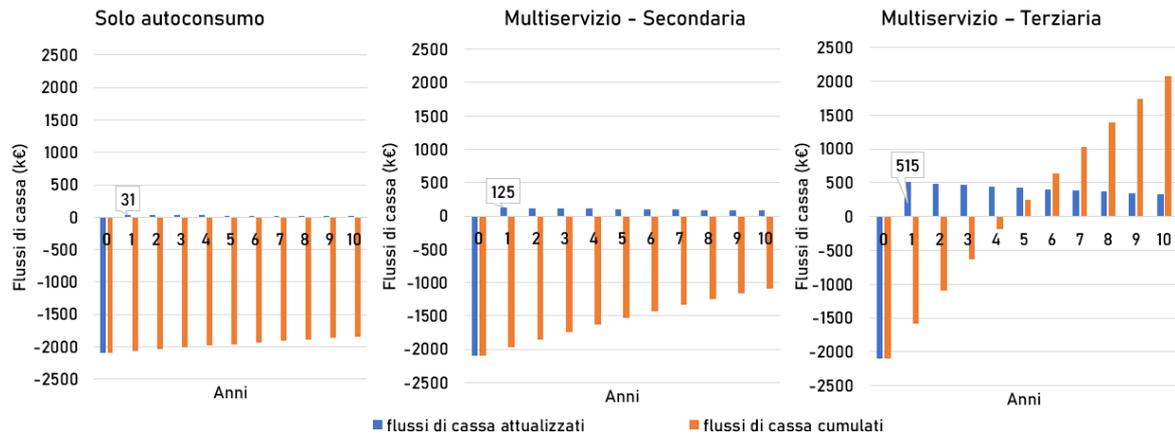


Figura 45 Analisi economica di progetto per le tre simulazioni

6 Conclusioni e spunti regolatori

In merito ai sistemi di accumulo elettrochimico, le analisi svolte permettono di proporre alcuni spunti di discussione sul tema regolatorio.

- Il **rientro economico dell'investimento in BESS** è ipotizzabile solo in caso di uno **stacking di servizi** consono a un **utilizzo consistente della batteria**. Già da varie analisi pregresse risulta chiaro come la remuneratività di un BESS sia ipotizzabile solo in caso di un utilizzo che comporti almeno un ciclo equivalente al giorno (cioè oltre 350 cicli annui). Questa considerazione dipende da un lato dal fatto che un uso inferiore risulta in un invecchiamento della batteria dovuto soprattutto al calendar aging: di conseguenza, la batteria invecchia senza essere stata sfruttata come avrebbe potuto. Dall'altro lato, il MSD italiano è ad oggi caratterizzato da servizi prevalentemente remunerati in energia (in €/MWh): è quindi necessario aumentare i flussi energetici allocati sulla batteria per accrescere i ricavi.
- Le prestazioni del BESS sono di interesse per il dispacciamento soprattutto per l'elevata accuratezza e velocità della risposta in potenza. Come descritto nel presente report, la fornitura di servizi power-intensive può diminuire l'affidabilità della gestione dello stato di carica e l'efficienza generale nell'uso del BESS, ad esempio comportando estesi periodi a potenza quasi zero e di conseguenza diminuendo i rendimenti. Ne consegue quindi un **"rischio" che gli operatori propendano per la fornitura di servizi energy-intensive, più remunerativi e stabili, sulla fornitura di servizi power intensive, che pure sarebbero quelli più utili per il sistema elettrico in evoluzione** (e.g., dove l'inerzia di sistema si riduce) e **più adatti a un sistema a contenuto di energia limitato**.
- Per una maggiore efficacia della gestione e remuneratività, la strategia di controllo del BESS può variare in base a condizioni ambientali e operative nel breve periodo (nelle diverse fasce orarie, nel giorno/notte) e nel medio periodo (a livello stagionale, dipendentemente dalla maggiore o minore produzione fotovoltaica). Per questo motivo è stata sviluppata la **strategia Multiservizio, ovvero un revenue stacking dinamico utile a combinare il beneficio dell'integrazione di rinnovabili e della fornitura di flessibilità**, massimizzando entrambi rispetto alle condizioni del momento (ad esempio, più o meno produzione fotovoltaica, più o meno carico elettrico, prezzi più o meno elevati sul mercato a scendere o a salire).
- Un possibile spunto regolatorio derivante dalle simulazioni è **l'interesse verso remunerazioni in capacità associate ad aste di breve termine (settimanali o giornaliere) per tutti i servizi "power-intensive"** ad oggi remunerati in energia (tra cui la regolazione secondaria e primaria). La remunerazione in capacità serve ad orientare l'interesse degli operatori verso i servizi power-intensive, mentre il mantenimento di orizzonti di breve termine per le aste assicura la massimizzazione dei benefici sottesi alla gestione dinamica di un asset.
- Con riferimento al punto precedente, la nuova consultazione del **TIDE**¹⁵ tende allo scenario delineato, tuttavia non vengono dettagliati gli orizzonti temporali e le regole attuative dei singoli servizi e prodotti. Rispetto al **DCO 393/2022**¹⁶, si evidenzia invece come le aste proposte siano di durata comparabile alla vita utile degli asset, profilando quindi uno scenario diverso dal precedente e un potenziale rischio di **lock-in tecnologico**.

¹⁵ Consultazione 685/2022/R/eel: <https://www.arera.it/it/docs/22/685-22.htm>

¹⁶ Consultazione 393/2022/R/eel: <https://www.arera.it/it/docs/22/393-22.htm>