

Sistemi di accumulo elettrochimico per servizi in frequenza

Giuliano Rancilio, Filippo Bovera, Marco Merlo *Politecnico di Milano*

Come sfruttare in maniera opportuna uno storage elettrochimico per fornire servizi alla rete elettrica? E come modellarne il reale comportamento? In questo articolo sono presentati alcuni esiti del gruppo di ricerca di Sistemi Elettrici per l'Energia del Politecnico di Milano

Introduzione e contesto

I recenti esiti del *capacity market* per il 2024 confermano l'accelerazione nella penetrazione dei sistemi di accumulo (SdA) a batteria di grande taglia nel sistema elettrico italiano. Nel 2023, un primo contingente di 250 MW di *storage* entrerà in funzione in asservimento alla fornitura di *Fast Reserve*. La *Fast Reserve* è un servizio innovativo proposto da Terna che prende le mosse dalla ben nota Delibera 300/2017 dell'ARERA. Si tratta di un servizio di regolazione di frequenza rapida, più veloce ed immediato rispetto alla regolazione primaria di frequenza. Le risorse coinvolte, selezionate tramite un'asta pubblica [1], forniranno il servizio nel quinquennio 2023-2028. La selezione delle risorse è stata fatta in base al prezzo offerto per la remunerazione annua in capacità (in k€/MW/anno), a fronte della messa a disposizione di una data potenza qualificata (P_{qual}). L'asta è organizzata secondo una logica *pay-as-bid*, con selezione delle offerte più convenienti fino alla saturazione del contingente e un cap fissato a 80 k€/MW/anno. Vale la pena notare che le aste sono state aperte a tutti i tipi di tecnologie, ma, dati i requisiti tecnici della *Fast Reserve* (ad es., attivazione completa della potenza qualificata entro 1 secondo), le risorse più adeguate so-

no, nella pratica, i sistemi programmabili *inverter-based*. Il servizio verrà richiesto per 1.000 ore all'anno, suddivise in un numero variabile di cosiddetti "blocchi di disponibilità" lungo l'anno. Terna comunicherà con adeguato anticipo rispetto al tempo reale le ore incluse nei blocchi di disponibilità [2].

Quanto sopra descritto porta ad uno scenario in cui il SdA coinvolto nel servizio di *Fast Reserve* è impiegato solo per una frazione del tempo utile, ovvero l'asservimento alla *Fast Reserve* è esclusivo all'interno dei blocchi di disponibilità (per un totale di 1.000 ore/anno), ma lascia la batteria libera al di fuori di essi.

In termini tecnologici, viceversa, i sistemi di accumulo elettrochimici consentono invece, almeno a livello potenziale, la gestione di una pluralità di servizi, che potrebbero essere attivati anche in contemporanea, ovvero con logiche di *revenue stacking* [3]. Tornando al caso specifico, data la natura del servizio *Fast Reserve* appena descritta, è possibile prefigurare una modalità ancora più semplice di *stacking*, il cosiddetto *stacking* sequenziale, in cui più servizi vengono erogati in modo esclusivo, attivando cioè il servizio 2 negli istanti in cui il servizio 1 non è richiesto, e viceversa.

Considerando questo quadro, lo scopo dello studio qui presentato è quello di valutare le prestazioni tecniche ed economiche di un SdA a batteria stazionario nella fornitura di due servizi in *stacking* sequenziale: la *Fast Reserve* e la regolazione terziaria di frequenza. Il caso studio viene poi confrontato con un caso di riferimento che prevede la fornitura della sola *Fast Reserve*, così da valutare il diverso impatto sul SdA delle due logiche di controllo, e le implicazioni economiche.

L'analisi proposta si basa sui seguenti strumenti:

- un modello numerico di SdA a batteria o *Battery Energy Storage System* (BESS), frutto di precedenti studi effettuati da Politecnico di Milano in collaborazione con il *Joint Research Centre* della Commissione Europea [4];
- un modello di mercato frutto di analisi statistiche

sul Mercato di Bilanciamento (MB) italiano [5],

- l'implementazione dettagliata della strategia di controllo del servizio *Fast Reserve*, di una strategia di gestione del SoC compatibile con esso e della strategia di offerta su MB per la fornitura di regolazione terziaria.

Il risultato dello studio consiste nella valutazione tecnico-economica della prestazione del SdA nella fornitura dei due servizi e il beneficio addizionale rispetto alla fornitura della sola *Fast Reserve*. Inoltre, viene proposta un'analisi di sensitività rispetto al ritorno interno dell'investimento considerando diverse offerte per l'asta della *Fast Reserve* e diversi capex per il sistema batteria.

La modellazione della batteria e dei servizi

Il modello di SdA elettrochimico utilizzato nello studio deriva da una campagna sperimentale su un asset reale di grande taglia. Lo schema a blocchi semplificato è presentato in figura 1. Si tratta di un modello empirico multi-parametro che fa uso di sole grandezze energetiche per stimare l'efficienza complessiva del sistema composto da pacco batterie, inverter e trasformatore, esprimendola come una funzione di potenza richiesta e SoC. In aggiunta, un modulo apposito stima i carichi ausiliari necessari al corretto funzionamento della batteria (ad es., la pompa di calore reversibile che mantie-

ne il locale batterie alla temperatura di progetto). Il controllore del modello implementa le logiche di controllo e di offerta, incluso il modello di MB.

In Tabella 1 si riportano i principali parametri del SdA in analisi, ricavato come *scale-up* modulare dell'apparato testato nella campagna di misura presentato in [4]. Si ricordi che la potenza qualificata per questo primo bando *Fast Reserve* deve essere compresa tra 5 e 25 MW, mentre la potenza per la gestione del SoC (P_{SoC}) è al massimo il 25% della P_{qual} .

La regolazione *Fast Reserve* è implementata come da allegato tecnico di Terna. Si tratta di una regolazione di frequenza basata su una curva di statismo quale quella rappresentata in figura 2. La soglia #1 è la banda morta, la soglia SAT è quella di piena attivazione della potenza qualificata, la soglia #2 è una soglia di emergenza. All'interno della banda morta non è richiesta regolazione. Fintantoché la deviazione di frequenza è inferiore alla soglia #2 (area azzurra del riquadro a sinistra di figura 2), è ri-

Tabella 1 Dati essenziali SdA

Parametro	Valore	Unità
Energia nominale E_n	5	MWh
Potenza nominale P_n	10	MW
Potenza qualificata P_{qual}	8	MW
Potenza di gestione del SoC P_{SoC}	2	MW
SoC target SoC_{target}	55%	%

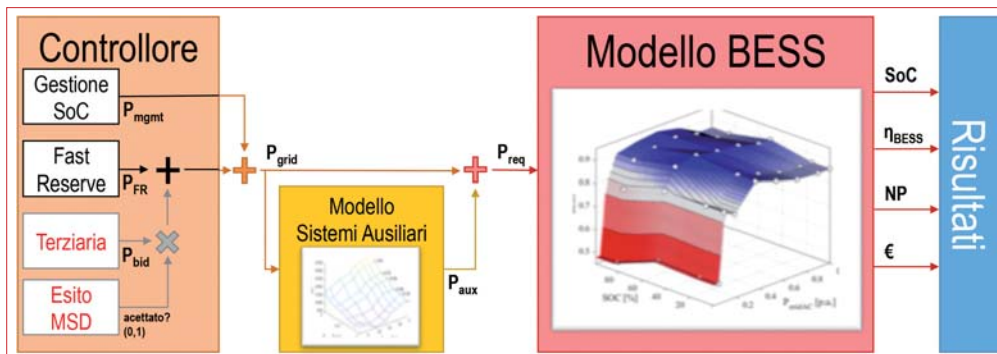


Figura 1
Schema a blocchi del modello di SdA a batteria

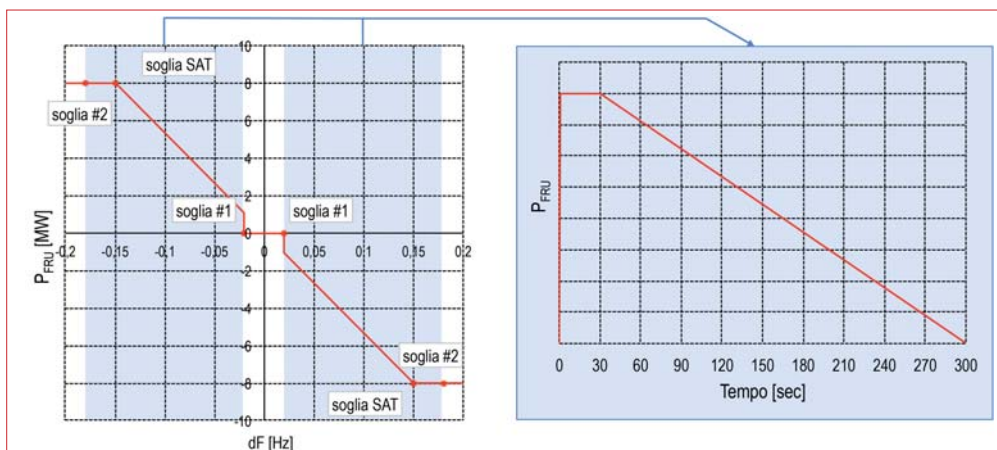


Figura 2
Curva di statismo (sinistra) e meccanismo di derampa (destra) per la Fast Reserve

chiesto di seguire dinamicamente la deviazione di frequenza (con accuratezza elevata e tempo di risposta inferiore al secondo) con una risposta in potenza per almeno 30 secondi. Dopo i 30 secondi la batteria ha facoltà di interrompere la regolazione dinamica e iniziare una de-rampa in potenza verso lo zero (si veda a destra in figura 2). Nel caso si superi la soglia #2 il sistema elettrico sta affrontando una condizione di emergenza, di conseguenza viene inibita la possibilità di interrompere l'erogazione del servizio. Questo è utile a definire il design di un servizio *power-intensive*, che tuttavia sia in grado di supportare il sistema anche nel più lungo periodo in caso di una situazione di emergenza. Al momento della scrittura di questo articolo, non sono noti agli autori i valori precisi delle soglie che verranno richieste agli apparati installati nelle varie aree in cui è stata suddivisa la rete italiana. Ai fini dello studio e sulla base di interlocuzioni con attori coinvolti, vengono assunti i valori di 20 mHz per la soglia #1, 150 mHz per la soglia SAT e 180 mHz per la soglia #2. Chiaramente, l'adozione di diverse soglie può variare grandemente la fornitura e la prestazione del SdA.

In merito alla gestione dello stato di carica nella fornitura di *Fast Reserve*, questa viene attuata ogni qualvolta ci si trovi nelle ore di disponibilità con un SoC superiore al 65% o inferiore al 40% e in situazione di banda morta. Tali valori di SoC sono assunti al fine di mantenere un margine di energia coerente con il regolamento definito da Terna, considerando che la batteria deve garantire 15 minuti equivalenti di regolazione, ossia 15 minuti di scarica (o carica) continua alla P_{qual} . Nel modello sviluppato, l'attuazione della gestione del SoC comporta la carica (o scarica) verso il SoC target a una potenza costante pari a P_{SoC} (2 MW).

Per quanto riguarda la fornitura di regolazione terziaria, essa viene effettuata al di fuori dei blocchi di disponibilità offrendo i margini disponibili a salire e a scendere sul MB. La quantità offerta è calcolata come segue (dove t_{mkt} è la lunghezza della sessione di mercato, e k_{mkt} è un coefficiente di prudenza sul mercato, posto pari a 1 nelle simulazioni proposte).

Algoritmo 1: *Quantità disponibile per la fornitura di regolazione terziaria*

Input: SoC(h-1) dove h è la prima ora della sessione di MB seguente

Output: Quantità offerta in MW

se SoC(h-1) < SoC_{target} **fai**

$$P_{MB,sal} = 0$$

$$P_{MB,sce} = \min \left(P_n, \frac{SoC_{max} - SoC(h-1)}{100 * t_{mkt}} \right) * \frac{E_n}{k_{mkt}}$$

se SoC(h-1) > SoC_{target} **fai**

$$P_{MB,sal} = \min \left(P_n, \frac{SoC(h-1) - SoC_{min}}{100 * t_{mkt}} \right) * \frac{E_n}{k_{mkt}}$$

$$P_{MB,sce} = 0$$

restituisci *Quantità offerte* $P_{MB,sal}$ e $P_{MB,sce}$

Il prezzo offerto dalla strategia è in funzione del SoC: i prezzi offerti a salire e a scendere sono tanto più alti quanto più basso è il SoC (così da offrire un prezzo molto competitivo a scendere e avere maggior probabilità di caricarsi), viceversa sono più bassi se il SoC è elevato (per aumentare la

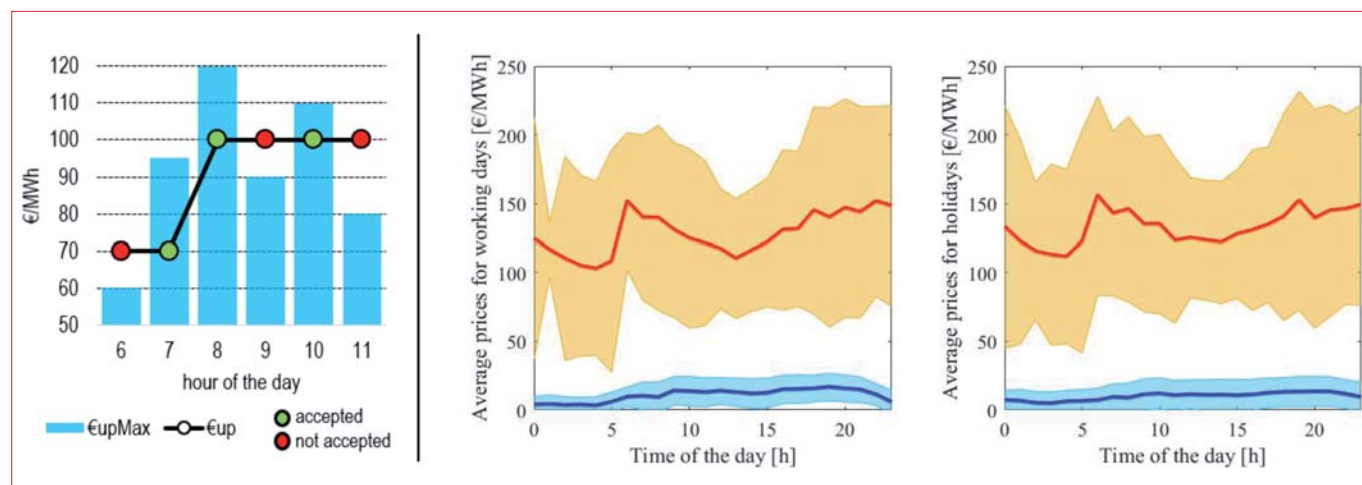


Figura 3 Criterio di accettazione (sinistra) e statistica descrittiva dei prezzi medi accettati a salire (rosso) e a scendere (blu) su MB (sinistra), sia per i giorni lavorativi, sia per quelli festivi

possibilità di essere selezionati a salire e scaricare la batteria). La formula seguita è qui riportata.

$$\text{Prezzo}(h) = \mu(h) - \sigma(h) * \frac{\text{SoC}(t) - \text{SoC}_{\text{target}}}{100}$$

Dove $\mu(h)$ è la media statistica dei prezzi accettati su MB per l'ora h (a salire o a scendere) e $\sigma(h)$ è la varianza degli stessi prezzi. I prezzi medi sono ottenuti dall'analisi statistica di cui si è detto sopra, considerando i prezzi di MB nel periodo 2017-2019 per la zona di mercato Nord. Si veda per dettagli la parte destra della figura 3. Nella parte sinistra della stessa, viene invece descritto il criterio di accettazione delle offerte da parte del modello MB (in questo caso, per il servizio a salire). Se il prezzo offerto (ϵ_{up}) è più basso del prezzo massimo accettato nella stessa ora di mercato (ϵ_{upMax}), allora l'offerta è accettata completamente. Se il prezzo offerto è più alto, allora l'offerta è rifiutata. Non esiste la possibilità di accettazioni parziali [6]. Nelle simulazioni eseguite, risulta che le offerte accettate dal modello siano attorno al 40%.

Si ritiene che l'analisi proposta sia adeguata a dare una visione completa dell'investimento sia dal punto di vista tecnico, sia economico. In particolare, i parametri economici utilizzati provengono da fonti istituzionali e dati storici; in Tabella 2 se ne riporta una sintesi. I capex della batteria sono stimati usando i parametri in tabella e seguendo l'equazione:

$$\text{CAPEX} = k_e * E_n + (P_n - E_n) * k_p,$$

L'analisi economica ha poi previsto il calcolo del Valore Attuale Netto (VAN) dell'investimento ai 5 anni. In particolare, si considerano nel VAN tutti i flussi di cassa legati ai vari servizi e ai flussi di energia.

- I flussi di cassa legati alla remunerazione della *Fast Reserve*.
- I flussi di cassa legati alla gestione del SoC.
- I flussi di cassa legati a prelievi e immissione di energia in rete.
- I flussi di cassa legati alla partecipazione al MB.
- Il valore residuo della batteria alla fine dei 5 anni.

Infine, il modello tiene in considerazione l'invecchiamento del pacco batterie, distinguendolo fra cause calendariali (funzione del tempo di vita della batteria) e cause legate all'utilizzo della stessa (*cycle aging*). Queste ultime sono assunte proporzionali al *c-rate* istantaneo di utilizzo [7].

Risultati e discussione dei casi analizzati

Nel seguito si presentano i risultati per due casi di studio, presi come riferimento: erogazione di sola *Fast Reserve* e scenario Multiservizio. Per ognuno di essi viene data una prima analisi del funzionamento del SdA e dei flussi di potenza ed energia. Poi, viene presentata la valutazione delle prestazioni e dell'affidabilità. Infine, viene proposta l'analisi economica, stimando anche l'offerta ottimale per l'asta di *Fast Reserve* (FR).

BESS in regolazione FR

Nello scenario italiano, come dettagliato nelle sezioni precedenti, la fornitura di FR implica 1.000 ore di risposta alle deviazioni di frequenza, divise in un certo numero di blocchi di disponibilità. Nelle simulazioni presentate, si suppone che 100 blocchi della durata di 10 ore ciascuno costituiscano i blocchi di disponibilità di FR. Al di fuori di questi

Tabella 2 Parametri economici

Parametro	Valore	Unità	Fonte
Capex energetici (k_e)	300	k€/MWh	Da fonti istituzionali e commerciali
Capex in potenza (k_p)	150	k€/MW	Da fonti istituzionali e commerciali
Opex	5	k€/MW/year	Da fonti di ricerca
Prezzo MGP	60	€/MWh	Da dati storici per il 2019
Costo della bolletta	200	€/MWh	Da dati storici per il 2019
Prezzo di immissione	0	€/MWh	Worst case
Ricavi Fast Reserve (R_{FR})	L'offerta è oggetto dello studio	k€/MW/year	
Ricavi MB (R_{BM})	Basata sul modello MB.	€/MWh	
Penalità per mancata fornitura Fast Reserve	% di energia non fornita moltiplicata per il premio in capacità	k€/MW/year	
Penalità per mancata fornitura MB	100	€/MWh	Da dati storici per il 2019
Tasso di sconto (R)	5	%	Coerente con investimenti in accumuli

blocchi di disponibilità, il BESS è inattivo. Come si può vedere nella figura 4, durante i blocchi di disponibilità è richiesto un profilo di potenza molto frastagliato, intermittente e oscillante fra valori positivi e negativi. Inoltre, il SoC non si discosta molto dal SoC target (55%): questo avviene grazie alla strategia di gestione del SoC presentata in precedenza. D'altra parte, il SoC della batteria diminuisce durante i periodi di inattività a causa del consumo dei sistemi ausiliari. In questi periodi l'unica potenza rilevante è legata alla domanda elettrica di questi sistemi, che impone una scarica del BESS ad un tasso funzione della temperatura ambiente e della potenza richiesta. Anche se questa potenza è trascurabile rispetto alla dimensione del BESS, essendo la batteria inattiva, spesso porta ad avvicinarsi al SoC minimo. Quando questo accade, gli ausiliari sono alimentati dal prelievo di potenza dalla rete.

Anche se la potenza qualificata (P_{qual}) per la FR è di 8 MW (Tabella 1), la potenza richiesta difficilmente supera i 4-5 MW. Questo perché la soglia di attivazione completa (soglia SAT, posta a ± 150 mHz) è più grande delle deviazioni di frequenza osservate. Un focus sulla fornitura di FR è riportato nella figura 5 dove si riporta, per alcuni minuti, il profilo di frequenza: l'errore di frequenza Δf rimane all'interno della banda morta per i primi minuti (frequenza entro 49,98 - 50,02 Hz), di conseguenza viene messa in atto la strategia di gestione del SoC. Quando questo esce dall'intervallo accettabile 45 - 60%, la logica di controllo cerca di riportarlo verso il SoC target, 55%, scaricando o caricando la batteria. La potenza negativa (di carica) per la gestione del SoC è riportata con tratto in rosa: essa è pari al 25% della P_{qual} , quindi di 2 MW. Subito dopo le 21:00, la frequenza esce

dalla banda morta e la gestione del SoC si interrompe. A seguito di un evento di sottofrequenza si attiva la risposta dinamica della FR (in arancione, vedi grafico centrale in figura 5). L'erogazione di potenza è governata dalla curva di statismo, ovvero risulta proporzionale alla deviazione di frequenza. Poiché la deviazione di frequenza non esce dalle soglie di emergenza, dopo 30 secondi la potenza inizia una derampa che riporta l'erogazione della FR a 0 in 300 secondi.

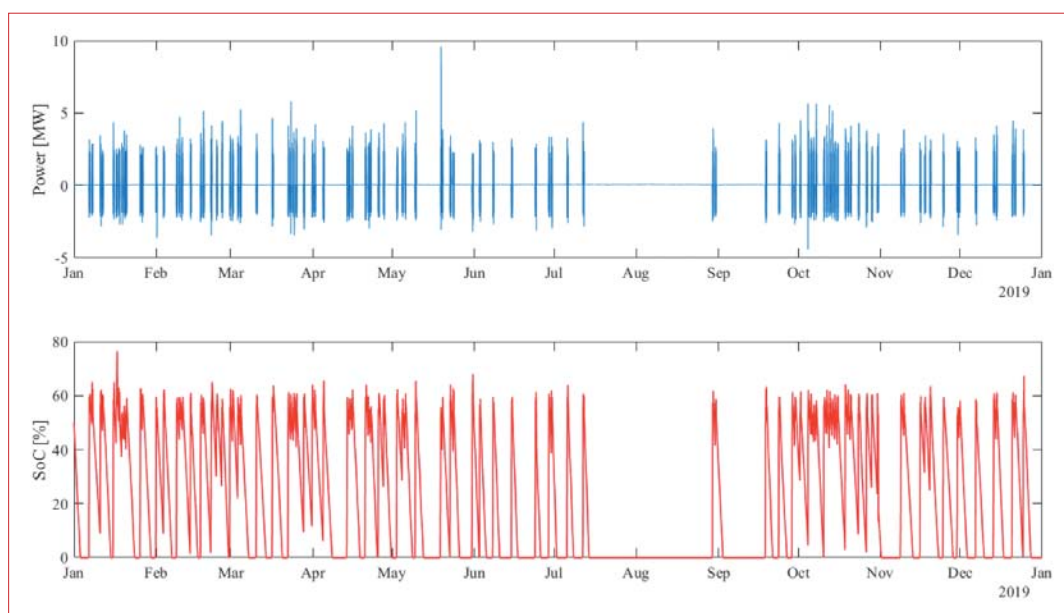
La linea grigia si riferisce al consumo degli ausiliari. La richiesta di potenza ausiliaria è sempre presente, anche se quantitativamente non risulta particolarmente rilevante (la potenza massima richiesta è di circa 74 kW). In ogni caso, in un anno, la domanda totale di energia per gli ausiliari è di 283,4 MWh, che rappresenta il 34,6% dell'energia assoluta fornita dal sistema di accumulo durante la FR.

I principali risultati numerici utili alla valutazione della fornitura di FR sono riportati nella Tabella 3. Essi si riferiscono sia ai flussi di energia sia alle prestazioni tecniche. Come si può osservare, l'energia ciclata dal BESS (5 MWh - 10 MW, con 8 MW di potenza qualificata FR) è di poco superiore ai 1.000 MWh all'anno, ovvero circa 120 cicli equivalenti annuali.

In ragione della logica di gestione del SoC, non si registra una mancata fornitura, ovvero la potenza richiesta è sempre fornita: non ci sono limitazioni dovute alla saturazione del SoC. Ciò significa che l'affidabilità della fornitura è del 100% (NB: non si considerano i possibili guasti). La durata stimata del BESS è di 11,6 anni, ottenuta considerando il modello di invecchiamento di [7]. L'efficienza del BESS (in media 75,1%) è molto bassa rispetto ai valori generali delle prestazioni dei BESS NMC a-

Figura 4 ▶

In alto, andamento nel tempo (rispetto ad un orizzonte annuale) della potenza scambiata dal BESS ai fini della partecipazione al servizio di FR. La figura in basso riporta il corrispondente andamento del SoC



gli ioni di litio: questo perché per gran parte del tempo la batteria fornisce una potenza ridotta rispetto a quella nominale del BESS, o addirittura è in servizio a scambio nullo. Si noti come in questo valore dell'efficienza non è incluso l'impatto degli ausiliari, la cui domanda è riportata separatamente. Considerando le perdite ausiliarie, il rendimento effettivo risulta ancora inferiore.

Questo fatto, forse non scontato, dimostra l'utilità del modello proposto, ovvero la necessità di una corretta modellazione dell'intero sistema di accumulo, appunto al fine di valutarne il comportamento energetico non solo in condizioni nominali (per es., scambio di una potenza pari o prossima alla nominale) ma nell'intero set di condizioni operative in cui è chiamato ad operare.

Dal lato economico, nella Tabella 4 si riportano i risultati ottenuti: in positivo i ricavi, in negativo i costi. I Capex sono pagati all'anno 0, con un investimento superiore a 2,2 M€ secondo la (5). Gli Opex sono stimati intorno ai 25 k€/anno, senza considerare i flussi di energia per la gestione del SoC e gli ausiliari. Infatti, la gestione del SoC implica un costo netto annuale di circa 5 k€, con tutti i flussi energetici valorizzati al prezzo MGP. L'energia prelevata al di fuori dei blocchi di disponibilità viene invece pagata al costo della bolletta, quindi più di 3 volte il prezzo MGP. Il costo totale per il prelievo di energia è quindi di 47,5 k€. All'orizzonte temporale dell'investimento (5 anni), il BESS è ancora caratterizzato da un alto valore residuo, pari a 1.3 M€.

Per valutare l'attrattiva economica dell'investimento, si è calcolato il valore a cui l'offerta d'asta FR avrebbe portato a un VAN = 0 alla fine dell'anno 5. Come si può vedere dalla tabella 5, un'offerta di 47,0 k€/MW/anno permette di recuperare

l'investimento in 5 anni. I ricavi totali annuali della FR si ottengono moltiplicando la potenza qualificata per l'offerta aggiudicata.

Tabella 3 Risultati tecnici della partecipazione al servizio di FR

Parametro	Valore	Unità
Totale flussi di energia	1166,9	MWh/anno
Fornitura di Fast Reserve	819,1	MWh/anno
Gestione del SoC (in carica)	168,6	MWh/anno
Gestione del SoC (in scarica)	85,6	MWh/anno
Domanda sistemi ausiliari	283,4	MWh/anno
Prelievo da rete	237,7	MWh/anno
Mancata fornitura Fast Reserve	0,0	%
Vita stimata SdA	11,6	anni
Efficienza media	75,1	%

Tabella 4 Risultati economici della partecipazione al servizio di FR

Parametro	Valore	Unità
Capex (anno 0)	-2250,0	k€
Opex	-25,0	k€/anno
Penalità per mancata fornitura Fast Reserve	0,0	k€/anno
Costo gestione SoC (in carica)	-10,1	k€/anno
Costo gestione SoC (in scarica)	5,1	k€/anno
Costo totale bolletta	-47,5	k€/anno
Valore residuo asset (fine dell'anno 5)	1282,7	k€

Tabella 5 Parametri economici relativi alla partecipazione alla Fast Reserve per un VAN = 0 a 5 anni

Parametro	Valore	Unità
Offerta asta FR	47,0	k€/MW/anno
Potenza qualificata	8,0	MW
Ricavi FR	376,1	k€/anno

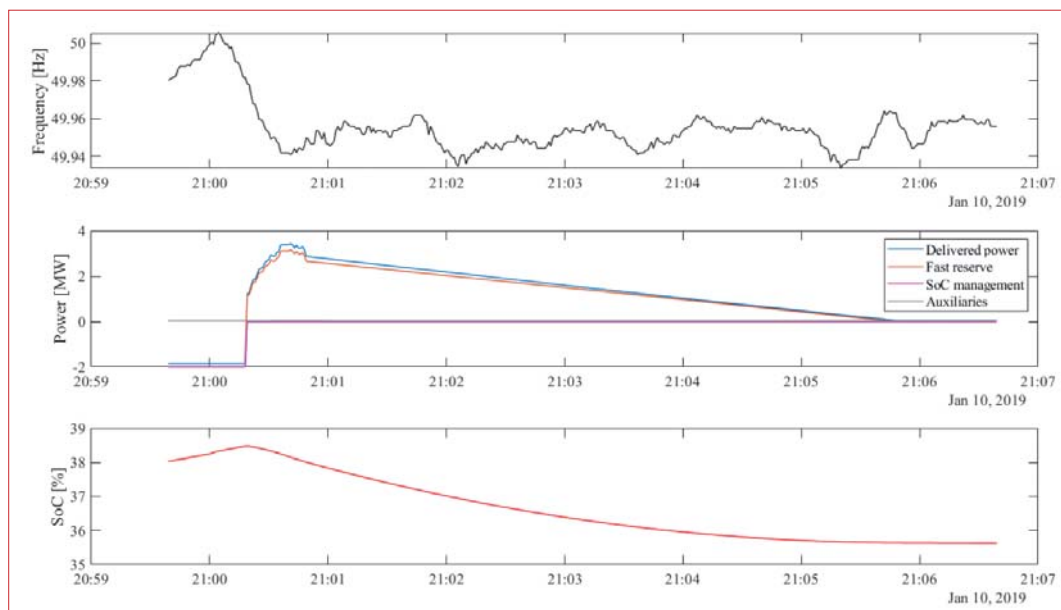


Figura 5

Zoom sulla logica di funzionamento della Fast Reserve. La figura superiore riporta le fluttuazioni di frequenza fornite in input e provenienti da dati storici. La figura centrale riporta i flussi di potenza. La figura in basso dettaglia l'andamento del SoC. I grafici si riferiscono ad un periodo temporale limitato, assunto come esemplificativo della regolazione in analisi

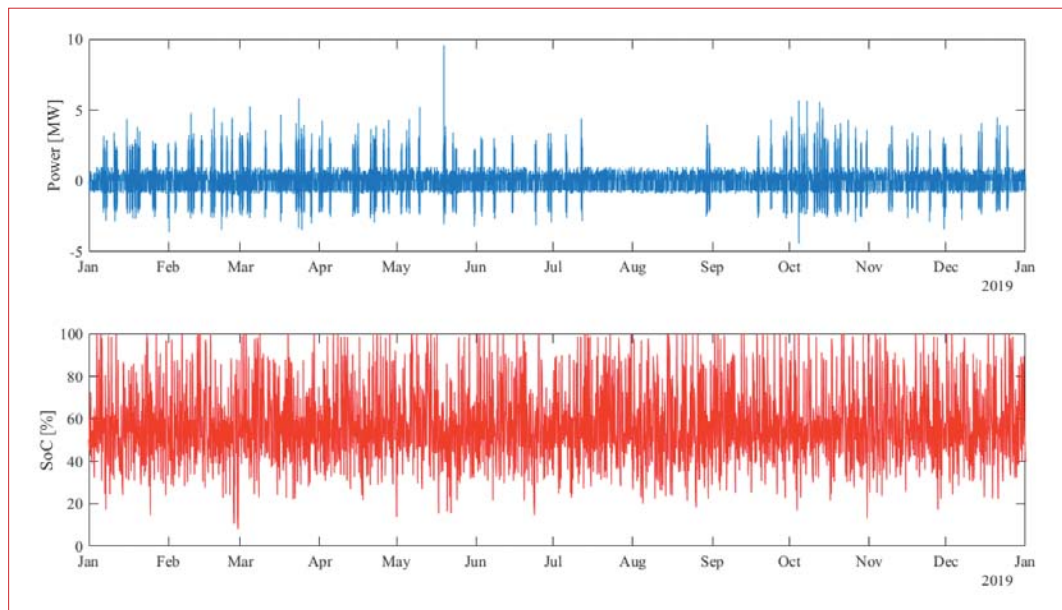
Un diagramma schematico dei flussi di cassa è dato in figura 6. Come mostrato, il capex viene sostenuto all'anno 0 e i flussi di cassa cumulati (cumANCF) aumentano grazie alle entrate provenienti dalla fornitura di FR. Alla fine dell'anno 5, il valore residuo è considerato e il VAN è pari a 0. Come è stato mostrato, i lunghi periodi di inattività e la conseguente quantità di energia prelevata per il mantenimento del BESS hanno un impatto negativo sui risultati economici, giustificando così l'adozione di una strategia Multiservizio per sfruttare efficacemente la batteria quando la FR non è richiesta.

BESS in regolazione Multiservizio

Nel caso Multiservizio si è previsto che, al di fuori dei blocchi di disponibilità della FR, il BESS vada a partecipare al MB, inseguendo sia un miglioramento degli *economics* sia dell'efficienza operativa. In figura 7 sono mostrati i profili di potenza e l'andamento del SoC ottenute dalle simulazioni eseguite. Il profilo di potenza è sempre dinamico, ma i periodi di inattività sono molto ridotti, grazie alla fornitura di riserva terziaria (RT) in quegli slot in cui il servizio di FR non è richiesto. In particolare, si possono riconoscere alcuni brevi periodi con grandi picchi di potenza:

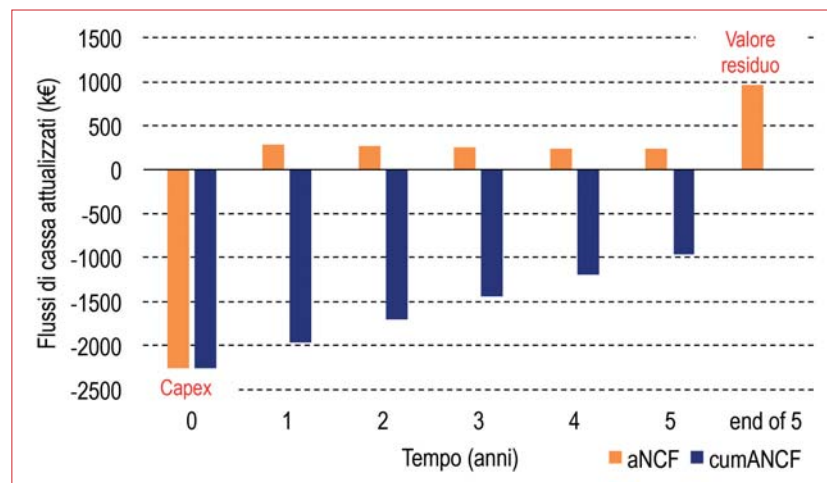
Figura 7 ▶

Potenza (figura superiore) e SoC (figura inferiore) corrispondenti alla logica di controllo in Multiservizio



queste sono le ore di disponibilità di FR. Il resto del tempo è invece caratterizzato da *set-point* di potenza generalmente molto più regolari e limitati a circa 1,5 MW, tali intervalli corrispondono alla fornitura di RT. Il limite in potenza è conseguenza della limitata capacità del BESS (rapporto energia/potenza di 0,5 ore) e della necessità di fornire la RT per periodi almeno orari. Tale logica di controllo porta ad una diversa evoluzione del SoC: il profilo dello stato di carica diventa infatti più spigoloso, ma allo stesso tempo evita la completa saturazione o l'esaurimento del contenuto energetico. Come prima illustrato, la strategia di offerta su MB è stata disegnata proprio per considerare i limiti energetici della batteria.

Uno zoom su alcune ore di lavoro è presentato nella figura 8. Analizzando la parte sinistra dei grafici, si può notare un intervallo di tempo al di fuori dei blocchi di disponibilità. In quel periodo, il BESS partecipa a MB e viene accettato per la fornitura di terziaria a scendere per 4 ore consecutive, dalle 12:00 alle 16:00, con una potenza richiesta intorno a 1 MW. Il contenuto energetico au-



▲ **Figura 6**

Flussi di cassa attualizzati rispetto ad un'offerta tarata per portare a VAN = 0 all'anno 5

menta di quasi 4 MWh, quindi il SoC sale verso il 100%. Negli ultimi 30 minuti di fornitura, il SoC supera il 96% e la *capability curve* del BESS limita la potenza assorbita (per l'apparato in analisi, a tale valore di SoC solo 0,5 MW possono essere assorbiti). Tutta la potenza richiesta per il servizio di terziaria nell'intervallo in cui è attivo il vincolo della *capability curve* è considerata come una non-performance (NP) ed è soggetta a una penalità.

Alle 16:00, si attiva una logica di correzione del SoC utile a garantire la corretta partecipazione al servizio di FR, schedato per l'ora successiva. In particolare, in tale intervallo il SoC viene corretto verso il SoC target, iniettando potenza verso la rete (a prezzo di sbilanciamento pari a 0 €/MWh). Come si può notare, anche al di fuori dei blocchi di disponibilità, la gestione del SoC avviene solo nel caso in cui la frequenza sia all'interno della banda morta. Infine, a partire dalle ore 17:00 inizia il blocco di disponibilità (ovvero l'erogazione del servizio di FR).

In merito alle prestazioni su MB, il BESS offre o a salire o a scendere ogni ora, ad eccezione delle 1.000 ore di disponibilità per la FR (divise in 100 blocchi) e il buffer di 1 ora prima di ogni blocco (utile al ripristino del SoC): è quindi attivo su MB per 7.660 ore/anno. Nelle simulazioni eseguite, rispetto alle strategie di offerta che sono state implementate, il BESS viene selezionato per la fornitura a salire per 1.557 ore/anno (20,3% del tempo), e 1.693 ore (22,1%) per la fornitura a scendere. Il tasso di aggiudicazione complessivo è del 42,4%. Per il resto del tempo (57,6%), la strategia di mercato del BESS ha offerto un prezzo che è risultato meno conveniente rispetto ai prezzi marginali su MB e non è stato accettato.

Per quanto riguarda le prestazioni tecniche, la Ta-

bella 6 presenta i flussi annuali di energia. L'energia totale ciclata dal BESS è quasi 3 volte quella del solo caso FR, questo in ragione della grande richiesta di energia per la fornitura RT. Grazie alla fornitura di riserva terziaria, il BESS ottiene un ulteriore flusso di entrate e riduce drasticamente l'energia prelevata. Infatti, il prelievo è inferiore a 30 MWh, diminuendo di un ordine di grandezza rispetto al caso precedente (erogazione di sola FR). L'affidabilità nella fornitura di regolazione terziaria è alta (98,2%): solo l'1,8% dell'energia richiesta risulta non fornita, a causa delle limitazioni poste dalla *capability chart* e dalle soglie massime e minime di SoC. A causa del grande aumento dei flussi di energia, la durata stimata del BESS si riduce a 7,8 anni. Al contrario, l'efficienza del BESS migliora (83,6%), ma è ancora bassa poiché la fornitura di riserva terziaria si configura ad una potenza limitata al 10-20% della potenza nominale, in un intorno in cui l'efficienza viene limitata dall'inverter.

Tabella 6 Risultati tecnici ottenuti tramite logiche di regolazione multiservizio

Parametro	Valore	Unità
Totale flussi di energia	3199,7	MWh/anno
Fornitura di Fast Reserve	819,1	MWh/anno
Fornitura di Regolazione terziaria	2304,2	MWh/anno
Gestione del SoC (in carica)	111,9	MWh/anno
Gestione del SoC (in scarica)	98,6	MWh/anno
Domanda sistemi ausiliari	282,5	MWh/anno
Prelievo da rete	29,2	MWh/anno
Mancata fornitura Fast Reserve	0,0	%
Mancata fornitura Regolazione Terziaria	1,8	%
Vita stimata SdA	7,8	anni
Efficienza media	83,6	%

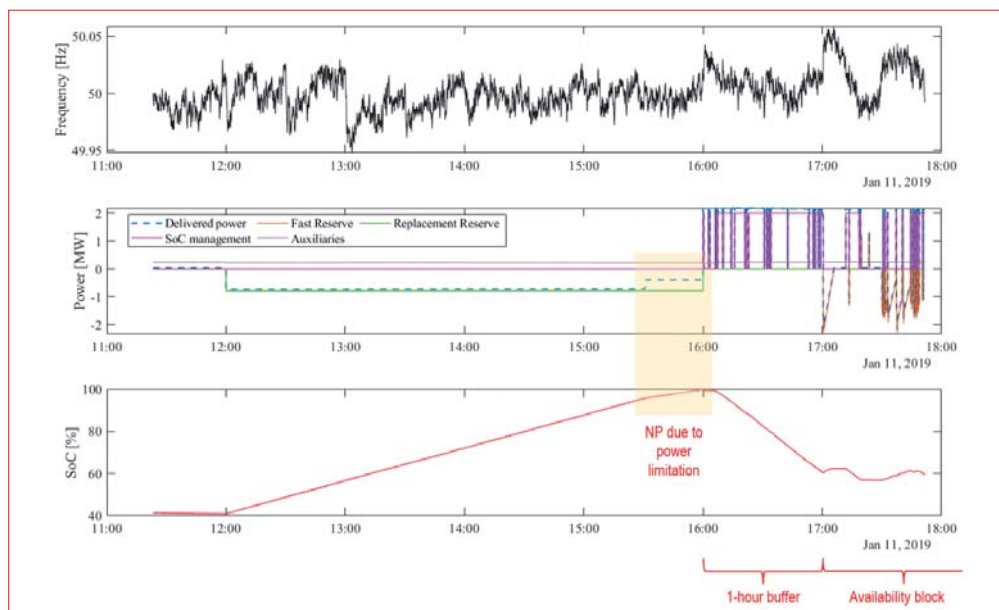


Figura 8

Dettaglio della gestione energetica del BESS con logica Multiservizio. Il grafico superiore riporta la frequenza di rete in un intervallo temporale di alcune ore, la figura centrale i set-point di potenza richiesti al BESS, il grafico in basso è relativo all'andamento dello stato di carica

I dati principali per le valutazioni economiche sono presentati nella tabella 7. Capex e Opex non cambiano, così come la mancata fornitura di *Fast Reserve*, viceversa si hanno nuovi flussi di cassa relativi alla logica multiservizio. L'impatto della partecipazione MB è duplice: da un lato aggiunge alcuni ricavi netti dati dalla somma algebrica dei ricavi per la riserva a salire (scarica), i costi per la riserva a scendere e la penalità per la RT; dall'altro, la fornitura di terziaria diminuisce il rischio di saturazione del BESS al di fuori dei blocchi di disponibilità, e quindi il prelievo di energia al costo della bolletta. Il primo flusso di entrate nette rappresenta un flusso di cassa annuale aggiuntivo di circa 80 k€. I costi di bolletta evitati risultano pari a circa 40 k€ di risparmio. Al contrario, la

Tabella 7 Risultati economici ottenuti tramite logiche di regolazione multiservizio

Parametro	Valore	Unità
Capex (anno 0)	- 2250,0	k€
Opex	- 25,0	k€/anno
Penalità per mancata fornitura Fast Reserve	0,0	k€/anno
Ricavi regolazione terziaria (a salire)	88,3	k€/anno
Costi regolazione terziaria (a scendere)	- 4,3	k€/anno
Penalità per mancata fornitura regolazione terziaria	- 4,2	k€/anno
Costo gestione SoC (in carica)	- 6,7	k€/anno
Costo gestione SoC (in scarica)	5,9	k€/anno
Costo totale bolletta	- 5,8	k€/anno
Valore residuo asset (fine dell'anno 5)	809,5	k€

Tabella 8 Parametri economici relativi alla partecipazione alla Fast Reserve per un VAN = 0 a 5 anni

Parametro	Valore	Unità
Offerta asta FR	41,5	k€/MW/anno
Potenza qualificata	8,0	MW
Ricavi FR	332,1	k€/anno

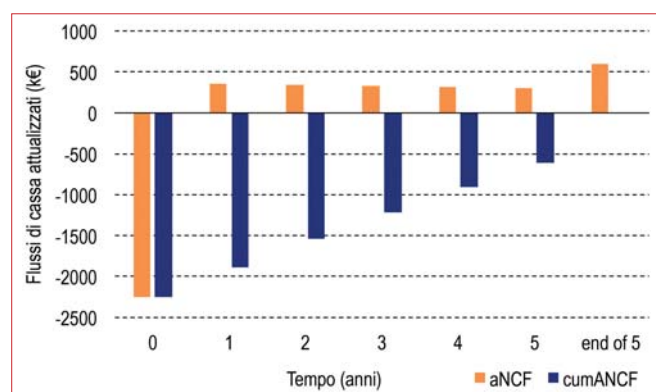


Figura 9

Flussi di cassa attualizzati rispetto a un'offerta tarata per portare a un VAN=0 all'anno 5

diminuzione della durata di vita del BESS implica una riduzione di 1/3 del suo valore residuo rispetto al caso della sola FR.

In ragione della logica di controllo multiservizio l'offerta d'asta per avere un VAN nullo alla fine dell'anno 5 è di 41,5 k€/MW/anno (Tabella 8), ovvero il tasso interno di rendimento (TIR) dell'investimento sale, rispetto al caso di sola erogazione di FR, dal 5,0% al 7,4%.

Il flusso di cassa per la strategia Multiservizio è presentato nella figura 9. Come si può vedere, si applica lo stesso capex, mentre dall'anno 1 al 5 i flussi di cassa leggermente più alti sono in grado di recuperare velocemente il costo di investimento. Il valore residuo più basso alla fine dell'anno 5 porta a 0 il VAN. Vale la pena notare che non è stato considerato alcun premio basato sulla capacità legato all'eventuale fornitura del servizio di terziaria all'interno del progetto pilota UVAM [8].

I risultati riportati sopra indicano chiaramente che c'è un vantaggio netto nell'adottare una strategia Multiservizio per lo *stacking* dei ricavi. Oltre ai risultati economici mostrati nella sezione precedente, possono essere evidenziati alcuni altri elementi.

- Nel caso di una strategia Multiservizio, l'energia prelevata dalla rete è drasticamente ridotta, in quanto il BESS ha bisogno di meno scambi con la rete per la gestione del SoC e per il suo carico. Questo è un vantaggio sia per l'operatore di rete che per gli utenti e può adattarsi alle strategie di gestione dell'energia, per esempio nel contesto delle microgrid e dei distretti energetici intelligenti.
- Considerando i prezzi del Q3-Q4 2021 sia nel mercato MGP che in quello del dispacciamento (MSD), il possibile risultato economico della strategia Multiservizio sarebbe stato ancora più positivo: infatti, sia il costo evitato (relativo al prezzo MGP) che i ricavi MB sarebbero stati maggiori e avrebbero mostrato un gap maggiore rispetto al caso di sola fornitura FR.
- Il modello di invecchiamento considerato stima una breve durata del BESS. Questo anche perché considera l'invecchiamento calendariale, fisso e basato su una propria elaborazione dai dati medi riportati da [9]. Comunque, è noto che l'invecchiamento dipende fortemente dalle condizioni operative del SoC: diminuisce più velocemente in caso di stoccaggio vicino al 100% del SoC, in particolare per quanto riguarda le celle NMC [10]. L'applicazione proposta minimizza il tempo a SoC molto alto, quindi probabilmente diminuisce i tassi di invecchiamento e aumenta la vita del BESS.

Analisi di sensitività sul prezzo di offerta all'asta di Fast Reserve

Per analizzare meglio il beneficio di una strategia Multiservizio, viene proposta un'analisi di sensitività calcolando il TIR (o IRR) alla fine dell'anno 5 rispetto a diversi parametri di input:

- capex specifico in energia che varia da 200 a 500 k€/MWh;
- offerta all'asta FR da 20 a 70 k€/MW/anno.

I risultati sono mostrati in figura 10. Si riporta l'indice IRR al variare dei parametri di input, le varie celle sono evidenziate in verde per IRR positivo, in rosso se negativo. L'approccio Multiservizio permette un leggero spostamento verso il verde, quindi verso un IRR maggiore. Questo diventa più

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

Figura 10

Analisi di sensitività rispetto a capex batteria e offerta all'asta di Fast Reserve

evidente per capex più bassi: se a capex intorno a 350 - 450 k€/MWh il divario tra le strategie in termini di IRR è intorno allo 0,2 - 1,6%, la distanza aumenta per capex inferiori a 300 k€/MWh (2,0 - 4,9%). Considerando i risultati dell'asta e il probabile capex, si propone di concentrarsi sul sottoinsieme all'interno dell'area tratteggiata della figura 10. Per offerte intorno ai 30 k€/MW/anno e capex intorno ai 250 - 300 k€/MWh, la strategia Multiservizio fa la differenza tra un IRR negativo e uno positivo. Ad esempio, considerando 30 k€/MW/anno e un basso capex (250 k€/MWh), l'IRR della strategia Multiservizio è del 2,0%. Per gli stessi valori, l'IRR della sola FR è negativo.

Entro il gruppo di ricerca di Sistemi Elettrici per l'Energia del Politecnico di Milano, sono ad oggi in fase di sviluppo diverse strategie multiservizio, non limitandosi ad approcci sequenziali (come fatto, a titolo esemplificativo, in questo articolo), ma operando per una ottimizzazione generale dell'esercizio tecnico ed economico, dei sistemi di accumulo.

Conclusioni

L'articolo presenta uno studio atto a modellare un sistema di accumulo elettrochimico di grande taglia, a seguire sono state investigate logiche di service *stacking* utili a valorizzare l'asset rispetto all'erogazione contemporanea di più servizi. In chiusura viene proposta una analisi di sensitività finalizzata a quantificare l'impatto dei diversi fattori (valori di mercato, costo delle apparecchiature, ecc.) sulla redditività dell'investimento.

L'obiettivo finale dell'articolo è quello di proporre una dimostrazione concreta sul come una modellazione tecnicamente corretta di un sistema di accumulo sia fattibile ed efficace, ovvero di quanto tale modellazione possa impattare sui risultati finali di dimensionamento e schedulazione degli asset.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Terna: *Progetto Pilota Fast Reserve - Esiti asta*, Roma, 2020.
- [2] Terna: *Regolamento Fast Reserve*, 2019.
- [3] S. Englberger, A. Jossen, H. Hesse: Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications, *Cell Reports Physical Science*, vol. 1, n. 11, novembre 2020, p. 100238, doi: 10.1016/J.XCRP.2020.100238.
- [4] G. Rancilio et al.: Modeling a Large-Scale Battery Energy Storage System for Power Grid Application Analysis, *Energies*, vol. 12, n. 17, 2019, doi: 10.3390/en12173312.
- [5] inteGRIDy: *D8.3. Report on assessment of inteGRIDy framework impact to stability, flexibility and balancing*, Milano, 2021.
- [6] F. Bovera, A. Blaco, G. Rancilio, M. Delfanti: Assessing the Accuracy of Different Machine Learning Classification Algorithms in Forecasting Results of Italian Ancillary Services Market, *16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2019.8916497.
- [7] M. Moncecchi, C. Brivio, S. Mandelli, M. Merlo: Battery Energy Storage Systems in Microgrids: Modeling and Design Criteria, *Energies (Basel)*, vol. 13, n. 8, aprile 2020, p. 2006, doi: 10.3390/en13082006.
- [8] F. Gulotta et al.: Opening of the Italian Ancillary Service Market to Distributed Energy Resources: Preliminary Results of UVAM project, *HONET 2020 - IEEE 17th International Conference on Smart Communities: Improving Quality of Life using ICT, IoT and AI*, dicembre 2020, pp. 199-203, doi: 10.1109/HONET50430.2020.9322822.
- [9] P. Keil et al.: Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries, *Journal of The Electrochemical Society*, vol. 163, n. 9, 2016, pp. A1872-A1880, doi: 10.1149/2.0411609jes.
- [10] M. Dubarry, N. Qin, P. Brooker: Calendar aging of commercial Li-ion cells of different chemistries - A review, *Current Opinion in Electrochemistry*, vol. 9, 2018, pp. 106-113, 2018, doi: https://doi.org/10.1016/j.coelec.2018.05.023.