Opportunità e barriere dell'accumulo elettrochimico

STORAGE, QUALI SONO LE APPLICAZIONI PIÙ PROMETTENTI? QUANDO SI VERIFICA UNA RAGIONEVOLE CONVENIENZA ECONOMICA? QUALI GLI OSTACOLI DA SUPERARE? UN TENTATIVO DI RISPOSTA NELLA TERZA EDIZIONE DEL *LIBRO BIANCO* DI ANIE E RSE

rinnovabili / storage

di Luigi Mazzocchi, *RSE*

Da diversi anni è attivo, a cura di ANIE – associazione che rappresenta le imprese elettrotecniche ed elettroniche - e RSE, un osservatorio sulle applicazioni, reali o potenziali, dei sistemi di accumulo di energia di tipo elettrochimico.

Le domande a cui si è cercato di rispondere sono: quali sono le applicazioni più promettenti, fra le numerose possibilità? In quali casi, ai prezzi attuali e con le regole oggi in vigore, si verifica una ragionevole convenienza economica? Quali sono gli ostacoli da superare, di tipo tecnico, economico, normativo, regolatorio?

Gli studi su questo tema hanno portato alla pubblicazione di due edizioni del *Libro Bianco*, nel 2015 e nel 2017. La continua evoluzione della tecnologia, dei costi, delle regole e delle applicazioni ha indotto ANIE e RSE a svolgere ulteriori indagini e valutazioni, pubblicate a inizio 2021 nella terza edizione del *Libro Bianco*. Nel seguito è fornita una sintesi di alcuni dei risultati ottenuti.

Il contesto

È visione ampiamente condivisa che l'accumulo di energia, operazione praticata da decenni mediante gli impianti idroelettrici di pompaggio, vedrà nei prossimi anni un'importante mole di investimenti in tutti quei sistemi elettrici nei quali si sta attuando una forte azione di sostituzione delle fonti fossili con rinnovabili aleatorie, sostanzialmente eolico e solare. Nel momento in cui la capacità produttiva alimentata da tali fonti raggiunge valori paragonabili, o addirittura superiori al carico medio sulla rete, si rende indispensabile *spostare* energia nel tempo, almeno di alcune ore, al fine di non sprecare energia rinno-

> **Il mercato delle batterie cresce con lentezza. A ciò contribuiscono i prezzi dei sistemi elettrochimici, in diminuzione ma in assoluto ancora abbastanza elevati, e un quadro regolatorio e di mercato che non rende attraenti gli investimenti in nuova capacità**

Dati i bassi volumi di sbilanciamento del fotovoltaico, l'installazione di un SdA risulta meno performante, da un punto di vista economico, rispetto all'accoppiamento a un impianto eolico, caratterizzato da sbilanciamenti molto più consistenti

vabile e gratuita. Inoltre, la minore partecipazione degli impianti termoelettrici alla produzione sottrae per molte ore risorse di flessibilità necessarie per il bilanciamento produzione-consumo e per il controllo di frequenza e genera, quindi, la necessità di disporre di nuovi strumenti di flessibilità; esigenza che può essere soddisfatta in modo ideale dai sistemi di accumulo.

In Italia, il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), approvato a inizio 2020 ma ancora in evoluzione nella direzione di una più veloce transizione verso le emissioni zero, non fa eccezione a questa tendenza e accompagna un ambizioso obiettivo di espansione della potenza installata da fotovoltaico ed eolico, con la previsione di 10 GW di nuovi sistemi di accumulo, di cui 4 sotto forma di batterie di piccola taglia e il resto suddiviso fra pompaggi e sistemi elettrochimici di grande taglia.

A fronte di queste ovvie e ben note considerazioni, allo stato attuale si osserva una crescita del mercato delle batterie per *energy storage*, ma con una certa lentezza. A ciò contribuiscono da un lato i prezzi dei sistemi elettrochimici di accumulo, sicuramente in netta diminuzione, ma in assoluto ancora abbastanza elevati; dall'altro, un quadro regolatorio e di mercato che non rende ancora attraenti gli investimenti in capacità di accumulo, se non in situazioni specifiche.

Da ciò nasce l'interesse per un approfondimento dei diversi modelli di business che già oggi o in un prossimo futuro si possono immaginare per le applicazioni dell'accumulo elettrochimico nel sistema elettrico, al fine di evidenziare quelle situazioni in cui è ragionevole attendersi una più rapida affermazione di questa tecnologia, a fronte della situazione attuale o della prevedibile evoluzione del mercato elettrico e delle relative regole.

Le principali opzioni esaminate riguardano da un lato l'utilizzo da parte di operatori di generazione (da rinnovabili ma anche da combustibili fossili), con l'obiettivo di incrementare la prevedibilità della produzione e la flessibilità dei propri impianti; dall'altro, le applicazioni da parte di singoli utenti finali o di utenti che agiscono collettivamente, nella logica di massimizzare l'autoconsumo e di partecipare ai mercati dell'energia.

Accumulo integrato in un ciclo combinato

Diversi costruttori di impianti termoelettrici propongono, per gli impianti a ciclo combinato, l'integrazione di un accumulo elettrochimico, gestito da un sistema di *energy management*, per recuperare la quota aggiuntiva di producibilità, altrimenti riservata al servizio obbligatorio di regolazione della frequenza di rete, o per incrementare la velocità di rampa finora assicurata dall'impianto, ampliando di fatto la banda di regolazione secondaria di frequenza disponibile per la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD).

L'analisi si è quindi rivolta al potenziale utilizzo di un sistema di accumulo integrato a un ciclo combinato, con la finalità di partecipare ai servizi di regolazione primaria e secondaria di frequenza della rete nazionale. I dati economici dei mercati elettrici, necessari per la valutazione dei benefici, sono quelli reali dell'anno 2018. L'impianto scelto come riferimento è un ciclo combinato da 400 MW_e di potenza nominale, con un gradiente di potenza massimo di 35 MW/minuto, tipico di un impianto non di ultima generazione, ma ammodernato per accrescerne la flessibilità.

I benefici che si sono ipotizzati grazie all'installazione di un sistema di accumulo (SdA), basato su batterie al litio, derivano da due meccanismi:

- l'obbligo di riserva primaria (1,5 per cento della potenza nominale) porta a una limitazione alla producibilità annua. Nel caso

esaminato, l'impianto opera al massimo carico per circa 1.350 ore/anno. Di conseguenza, tale obbligo comporta una minore produzione di circa 8 GWh rispetto al dato teorico; mancata produzione interamente recuperabile installando un SdA da 6 MW di potenza, con una capacità di 6 MWh;

- il gradiente massimo di carico dell'impianto, abbinato al requisito della riserva secondaria di dover fornire l'intera banda di potenza disponibile entro 200 secondi, è causa di una limitazione della banda di secondaria che l'impianto è in grado di offrire, e riduce quindi i potenziali ricavi da MSD. Nel caso studio, la massimizzazione della banda secondaria richiederebbe un SdA da 30 MW ma, ovviamente, un certo beneficio economico si può ottenere anche con un SdA di taglia inferiore, ad esempio lo stesso SdA da 6 MW necessario a soddisfare la banda di riserva primaria di cui al punto precedente. La massima banda di secondaria dell'impianto, in origine pari a 116 MW, può essere incrementata di 6 MW, e questa maggiore ampiezza di banda può essere sfruttata, in base agli esiti di mercato del 2018, per 450 ore/anno.

Alcune interessanti riflessioni emergono da questo studio. Dimensionando il SdA per il servizio di regolazione primaria, la sua integrazione in un tipico impianto a ciclo combinato fornisce un discreto aumento dell'utile annuo, a cui si somma un contributo derivante dalla maggiore capacita di svolgere il servizio di regolazione secondaria. Il tempo di ritorno dell'investimento - stimato in 14 anni - sebbene piuttosto lungo ne consente il recupero entro la vita utile del SdA.

Dimensionando il sistema di accumulo in modo da soddisfare l'obbligo di regolazione primaria e massimizzare al contempo la banda di regolazione secondaria migliora il profitto, ma la potenza assai maggiore ne fa aumentare il costo e peggiora il tempo di ritorno dell'investimento.

Le barriere che rendono scarsamente attraente questa soluzione sono, da un lato, il costo del SdA, ancora alto rispetto ai benefici conseguibili nel caso studiato, e dall'altro, il perdurare di una interpretazione restrittiva delle regole che governano questo tipo di applicazione. A parte il progetto UPI - il test di TERNA che a titolo sperimentale prevede proprio l'impiego di un SdA per soddisfare la riserva primaria, ma il cui contingente di potenza (30 MW) è già stato saturato - tale soluzione non è di fatto accettata, benché sia in grado di soddisfare tutti i requisiti del Codice di Rete relativi al servizio di primaria.

Accumulo e rinnovabili

Sono stati esaminati vari casi di SdA elettrochimici destinati alla fornitura di molteplici servizi al sistema elettrico - in accoppiamento a un impianto fotovoltaico da 30 MW installato nelle zone di mercato NORD, Centro Nord (CNOR) e

La cumulabilità tra una parte dei benefici previsti per gli schemi di autoconsumo collettivo e quelli derivanti dalla detrazione fiscale del 110 per cento, rende l'investimento in un sistema integrato FV/accumulo molto più conveniente

SUD; e in accoppiamento a un impianto eolico da 30 MW installato nelle zone di mercato CNOR e SUD – ipotizzando diversi utilizzi dei SdA, anche concomitanti: riserva primaria e secondaria; riduzione degli sbilanciamenti dovuti a errori di previsione di produzione; ottimizzazione dell'accesso al Mercato del Giorno Prima (MGP).

Il dimensionamento dei SdA (potenza e capacità) è stato ottimizzato per ciascun caso mediante un apposito strumento di calcolo sviluppato da RSE, che ha poi consentito, nella simulazione dell'esercizio, di trovare la ripartizione ottima della potenza del SdA fra i diversi servizi.

L'analisi dei risultati ottenuti evidenzia che, dati i bassi volumi di sbilanciamento della generazione fotovoltaica, in generale l'installazione di un SdA risulta in questi casi meno performante, da un punto di vista economico, rispetto all'accoppiamento a un impianto eolico, che invece è caratterizzato da sbilanciamenti molto più consistenti.

L'erogazione di regolazione primaria è effettuata solo perché si ipotizza sia imposta dal Codice di Rete: la remunerazione per questo servizio è attualmente insufficiente a garantirne una convenienza economica.

Nel caso di accoppiamento con il FV, quindi, gran parte della potenza risulta dedicata alla regolazione secondaria. Tuttavia, a causa degli esiti non brillanti del Mercato del Bilanciamento (MB) nelle zone CNOR e SUD, l'investimento in un SdA accoppiato a un impianto FV non risulta conveniente. Nella zona NORD, invece, il ritorno di investimento stimato (12 anni) è compatibile con la vita attesa del SdA.

Per il caso di accoppiamento a un impianto eolico, è la riduzione degli sbilanciamenti ad assumere il ruolo principale fra i servizi svolti dal SdA. In diversi casi, il tempo di ritorno dell'investimento, per la taglia ottimale del SdA, è compatibile con la vita attesa di un SdA della tipologia qui considerata, e si colloca nel campo fra 8 e 11 anni. Va tenuto presente che dalle simulazioni risulta che un SdA così impiegato farebbe da 180 a 370 cicli/anno di carica/scarica, quindi l'invecchiamento risulterebbe lento e la vita utile per batterie al litio potrebbe risultare anche di 15 anni.

La partecipazione al MGP non è effettuata per un vantaggio economico, ma per mantenere lo stato di carica del SdA al minimo costo possibile.

Il dimensionamento ottimale si colloca tipicamente attorno al 40 per cento della potenza nominale dell'impianto di generazione, mentre il rapporto energia/potenza del SdA più vantaggioso è quasi costantemente dell'ordine di un'ora.

Figura 1 **Dimensionamento ottimale di un sistema di accumulo su un impianto fotovoltaico da 30 MWp, zona NORD**

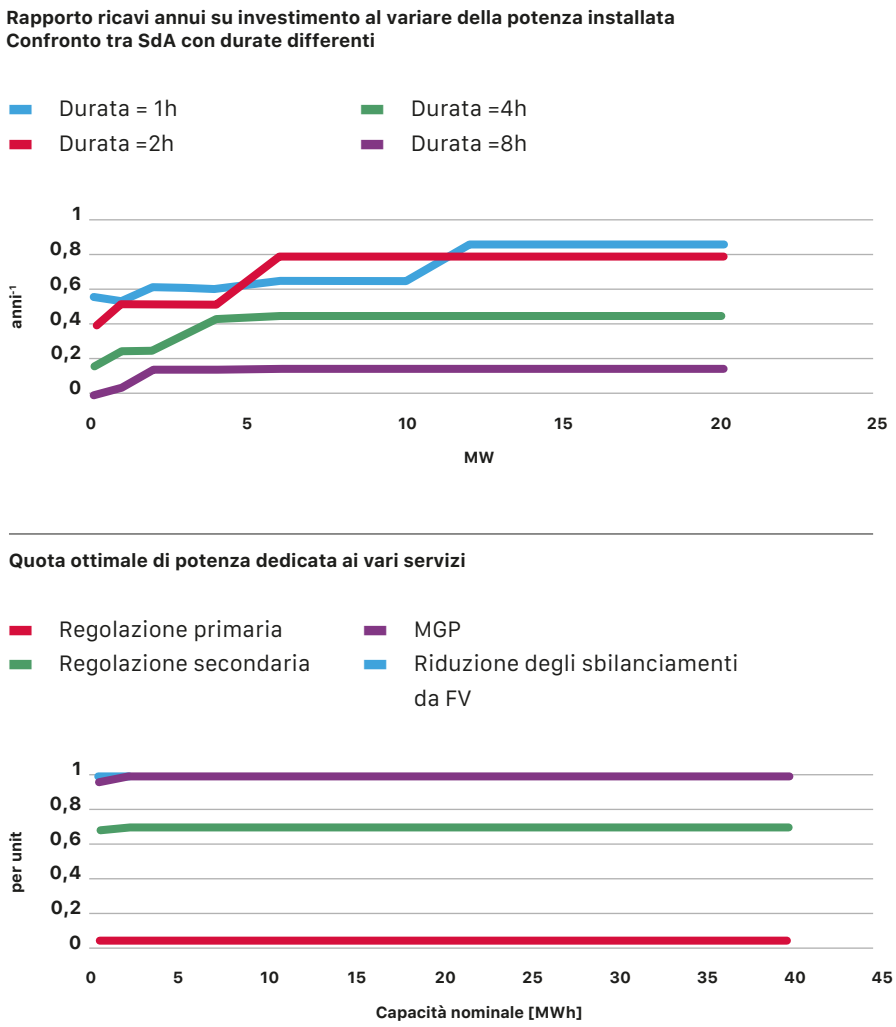
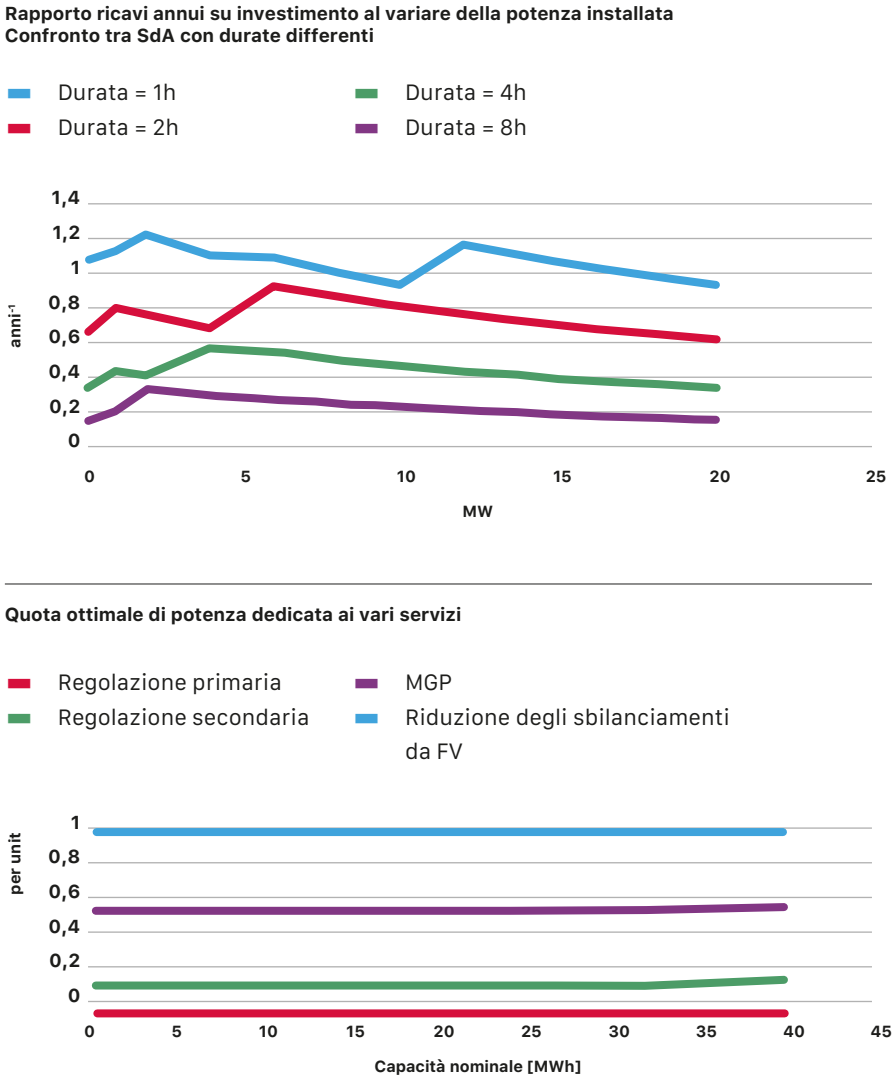
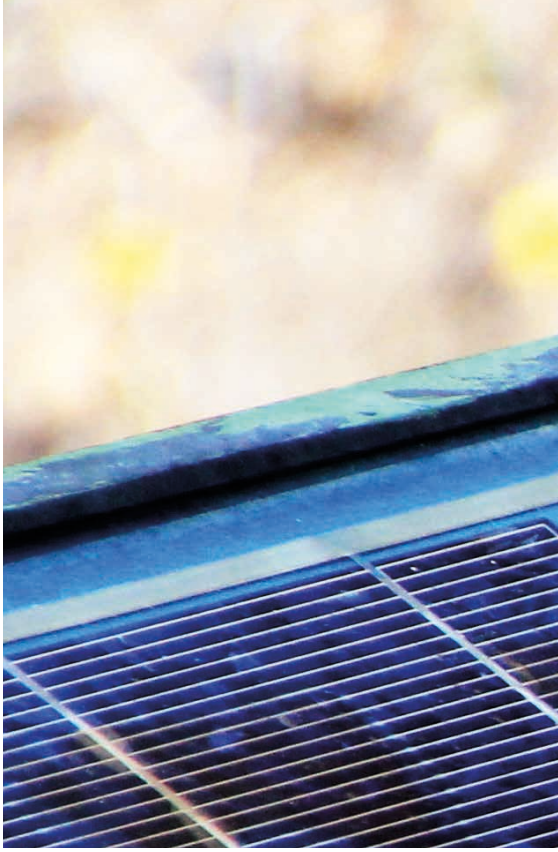


Figura 2 **Dimensionamento ottimale di un sistema di accumulo da installare su un impianto eolico da 30 MW, zona CNOR**





Nel complesso, questo tipo di applicazione risulta già oggi attraente, con la principale limitazione che la convenienza dipende in modo critico dai prezzi del Mercato del Bilanciamento e, quindi, dalla zona di mercato e dall'anno di osservazione. Questo tipo di incertezza, che può scoraggiare gli investimenti in SdA, potrebbe essere efficacemente mitigata in sede di riforma di MSD, prevedendo un pagamento in capacità per determinati servizi, a partire dalla riserva primaria.

Schemi di autoconsumo collettivo in abbinamento a sistemi di accumulo

Si è esaminata l'opportunità di abbinare un SdA a una configurazione d'autoconsumo collettivo, come introdotta dalla direttiva RED II e come provvisoriamente regolata dalla Legge italiana.

Come caso di studio si è considerato un condominio di piccole dimensioni (8 utenze domestiche). La taglia di impianto FV e stata dimensionata sulla base della massima superficie di tetto condominiale disponibile. Si è ipotizzato uno schema di autoconsumo *virtuale*, in cui ciascun condomino mantiene il proprio punto di connessione, ma usufruisce di una quota di energia prodotta, purché istantaneamente autoconsumata. I benefici comprendono: l'energia autoconsumata; una riduzione degli oneri di rete, come da delibera ARERA 318/2020; l'incentivo sull'energia istantaneamente autoconsumata, come da DM 16 settembre 2020; la cessione al GSE dell'energia immessa, al netto dell'autoconsumo sia fisico (utenze condominiali) che virtuale (utenze dei singoli condomini).

I risultati mostrano che in presenza di detrazioni fiscali del 50 per cento, l'investimento, sia per il solo FV sia per il sistema integrato con batterie, può avere un tempo di ritorno accettabile (circa 11 anni); ma è opportuno che il SdA sia di piccola taglia (15 kWh) perché per SdA più

grandi i maggiori costi non sono adeguatamente ripagati dai corrispondenti benefici. In ottica futura, il ritorno dell'investimento potrà ulteriormente migliorare grazie alla partecipazione del condominio in forma aggregata a servizi ancillari.

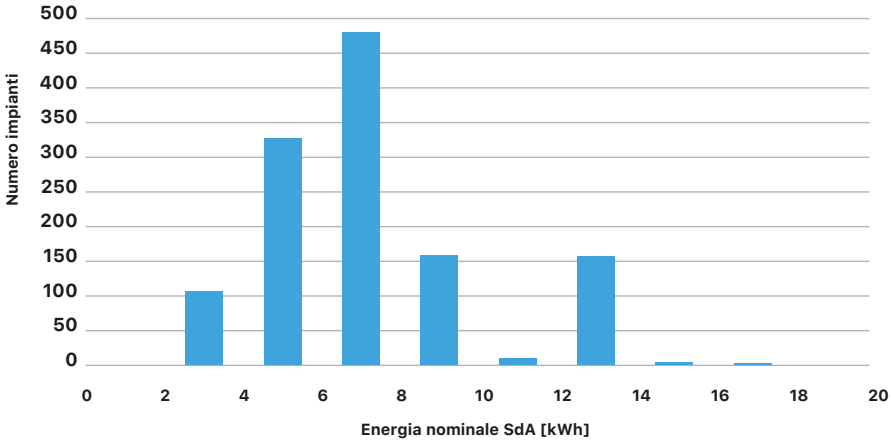
La cumulabilità tra una parte dei benefici previsti per gli schemi di autoconsumo collettivo e quelli derivanti dalla detrazione fiscale del 110 per cento sugli interventi di efficienza energetica, rende l'investimento in un sistema integrato FV/accumulo, in ambito condominiale, molto più conveniente.

Tabella 1 **Benefici economici (euro/anno) di uno schema di autoconsumo collettivo (Fotovoltaico + accumulo)**

Sistema di Accumulo	No SdA	15 kWh	30 kWh	45 kWh	60 kWh
Risparmio autoconsumo	300	599	905	1.151	1.260
Incentivo (MISE)	635	679	793	903	957
Restituzione oneri (ARERA)	58	62	73	83	89
Cessione energia (GSE)	1.187	1.095	986	882	859
Totale risparmio	**2.180**	**2.435**	**2.757**	**3.019**	**3.165**

Figura 3 **Distribuzione di taglia delle batterie**

(simulazione su aggregato utenza residenziale con FV e SdA in Lombardia)



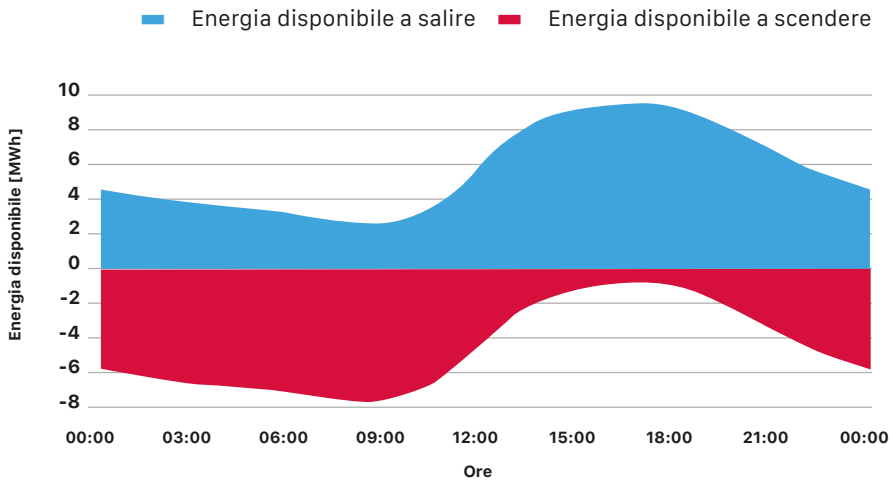
Aggregazione di sistemi residenziali per servizi di dispacciamento

In Italia, una cospicua percentuale dei SdA installati è composta da dispositivi di piccola taglia, con capacità inferiore ai 20 kWh, situati presso utenti residenziali o commerciali. Questi SdA sono tipicamente utilizzati per effettuare autoconsumo, modalità di impiego che non richiede un intenso utilizzo del SdA e presenta ampi margini di flessibilità per ulteriori servizi. Si tratta di una risorsa già oggi significativa (circa 170 MW) e in prospettiva molto importante (migliaia di MW), che può dare un contributo fondamentale ai servizi di riserva e bilanciamento per il sistema.

Per questo motivo sono state condotte delle simulazioni considerando un aggregato di utenze residenziali reali con FV e SdA situati in Lombardia, che è la regione italiana al primo posto per piccoli SdA installati. Si è ipotizzato di gestire un aggregato di 1.245 utenti residenziali al fine di partecipare al mercato dei servizi di bilanciamento, secondo le regole introdotte con la Delibera ARERA 300/2017 (progetto pilota UVAM - Unità Virtuali Abilitate Miste). L'aggregato ha una potenza complessiva di circa 3 MW e una capacità di 9 MWh. Si è implementata una strategia di controllo che permette di utilizzare la flessibilità presente nei SdA distribuiti senza compromettere la loro funzionalità di autoconsumo. I risultati delle simulazioni effettuate hanno mostrato un beneficio annuo che, considerando una percentuale pari al 10 per cento di effettiva *chiamata* a svolgere il servizio rispetto alle offerte accettate, può variare da circa 60 k€ a 100 k€. Su questa base, i costi da sostenere per attivare il servizio (hardware e software necessario per la comunicazione e il controllo delle

Figura 4 **Flessibilità in energia disponibile in una giornata estiva soleggiata**

(simulazione su aggregato utenza residenziale con FV e SdA in Lombardia)



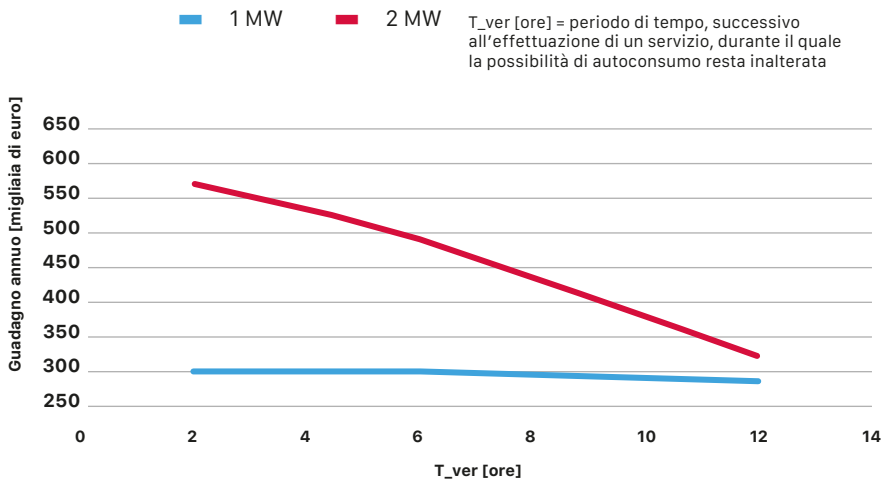
batterie) potrebbero essere recuperati in 3-4 anni.

Come si è potuto constatare sia dai dati del progetto UVAM che da esperienze su aggregati di piccole batterie, svolte da due aggregatori e monitorate da RSE, questo modello operativo, di grande impatto potenziale nei prossimi anni, si scontra con alcune importanti criticità:

- scarso coinvolgimento delle UVAM nei servizi di rete; gli aggregati svolgono una funzione di riserva, ma la loro partecipazione ai servizi ancillari è assai rara. Sarebbero necessari cambiamenti agli strumenti regolatori;
- trattamento dell'energia prelevata da rete, ancora non allineato ai grandi accumuli, che non pagano oneri di rete e di sistema;
- scarsa interoperabilità fra apparecchiature (ad esempio, inverter e sistemi di gestione aggregato). Manca una norma tecnica sui requisiti minimi di comunicazione fra sistemi di gestione e apparecchiature lato utente.

Figura 5 **Ricavi annui per offerte costantemente da 1 MW o 2 MW**

(simulazione su aggregato utenza residenziale con FV e SdA in Lombardia)



Servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza

L'evoluzione in corso del parco di generazione, con maggiore presenza di rinnovabili e riduzione del numero di impianti termoelettrici in servizio, modifica il comportamento dinamico del sistema. Per quanto riguarda, in particolare, la stabilità della frequenza, vista la sostanziale assenza di contributo inerziale da parte della generazione fotovoltaica ed eolica, le deviazioni dai 50 Hz tenderanno ad accentuarsi, sia in ampiezza che in rapidità, al diminuire della capacita di regolazione e del contributo di inerzia meccanica assicurati tradizionalmente dagli impianti termoelettrici.

A seguito della già citata Delibera 300/2017, Terna ha avviato una sperimentazione di nuove risorse flessibili per l'erogazione di un servizio di regolazione *ultra-rapida* di frequenza, *Fast Reserve* (FR). Va osservato che anche in Gran Bretagna è stato introdotto da qualche anno un servizio, detto *Enhanced Frequency Response* (EFR), con tempistiche più veloci rispetto alla regolazione primaria di frequenza e con caratteristiche tecniche simili a quelle della FR.

La fornitura del servizio FR è a

Tabella 2 **Principali requisiti del servizio di regolazione *ultra-rapida* di frequenza**

Precisione della misura di frequenza	Tempo di attivazione (Full Activation Time – FAT)	Tempo di avviamento dall'istante di ricevimento del segnale	Tempo di mantenimento	Fase di conclusione del servizio (de-rampa)	Potenza qualificata minima	Potenza qualificata massima
migliore dello 0,02% del valore nominale	≤1 s	≤300 ms	≥30 s	5 min	5 MW	25 MW

carico di *Fast Reserve Units* (FRU), ciascuna delle quali può essere costituita da un singolo apparato (di produzione, di consumo o di accumulo) o da un aggregato di risorse. Terna richiede un numero di 1.000 ore annuali di disponibilità alla fornitura del servizio; tali ore sono relative agli intervalli di tempo ritenuti critici per la sicurezza del sistema.

Una FRU deve essere in grado di modulare la potenza attiva, sia in risposta ad un errore di frequenza misurato, secondo una predefinita curva caratteristica Δf-ΔP, sia mediante la ricezione da TERNA di un opportuno *set-point* di pilotaggio. Il tempo di avvio della riposta non può essere superiore a 300 millisecondi, e vi deve essere piena erogazione del servizio entro 1 secondo.

Il quantitativo di riserva messo a mercato è stato inizialmente di 200 MW per Continente e Sicilia e di 30 MW per la Sardegna. L'approvvigionamento delle risorse è regolato da un'asta al ribasso con prezzo massimo di 80.000 euro/MW/anno. Al fine di effettuare una prima valutazione della possibile profittabilità del servizio FR per un SdA, si è ipotizzato l'impiego di un SdA costituito da batterie al litio, con rapporto energia/potenza di 0,5 ore. Considerando che il servizio è richiesto per 1.000 ore/anno, si è ipotizzato che nelle restanti ore il SdA sia impiegato per gli altri servizi ancillari, ottenendo così ulteriori ricavi. Ipotizzando di aggiudicarsi in asta una remunerazione pari al *price cap*, il costo di investimento per tecnologie quali quelle litio-ioni potrebbe essere recuperato in 4-5 anni. A conferma di ciò, il prezzo medio dell'asta del 10 dicembre 2020 è risultato di circa 30.000 euro/MW/anno.

Per quanto riguarda la stabilità della frequenza, le deviazioni dai 50 Hz tenderanno ad accentuarsi, in ampiezza e in rapidità, al diminuire della capacita di regolazione e del contributo di inerzia meccanica assicurati tradizionalmente dagli impianti termoelettrici