LIBRO BIANCO ACCUMULI “2.0”

EXECUTIVE SUMMARY

Introduzione

Il Libro Bianco 2.0 realizzato da **RSE, Ricerca sul Sistema Energetico,** e **Anie-Energia** anche con la collaborazione di Enel Produzione, Enel Green Power e Politecnico di Milano, fa seguito alla prima pubblicazione realizzata nel 2015 “I sistemi di accumulo nel settore elettrico”.
Il documento ha l’obiettivo di evidenziare le opportunità che l’installazione di un sistema di accumulo elettrochimico è in grado di offrire agli operatori e al sistema elettrico, analizzandone vantaggi e criticità. Particolare attenzione viene posta ad applicazioni quali: la regolazione primaria e secondaria di frequenza, i servizi alla rete da parte di una somma virtuale di piccoli storage, le colonnine di ricarica dei veicoli elettrici con sistemi di accumulo integrati, le applicazioni in isole minori, la massimizzazione degli autoconsumi da generazione distribuita, l’ipotesi “estrema” del totale distacco degli utenti dalla rete. Inoltre, grazie alla collaborazione di Enel Produzione e di Enel Green Power, vengono analizzati i primi risultati ottenuti con l’installazione di sistemi di accumulo in piccole isole italiane o accoppiati a impianti rinnovabili in Italia e all’estero. Infine, con la collaborazione del Politecnico di Milano, si presentano studi su vari contesti regolatori europei per quanto riguarda i servizi di regolazione della frequenza e sulla caratterizzazione delle performance delle celle.

1. L’accumulo e i “Prosumers”: autoconsumo e riduzione dei picchi di prelievo

Una applicazione in cui potenzialmente i sistemi di accumulo possono generare benefici è quella presso piccoli utenti/produttori, tipicamente privati o piccolissime aziende dotati di un impianto fotovoltaico. È stato studiato questo caso, esaminando i benefici che possono derivare da un aumento del cosiddetto “autoconsumo”, cioè la frazione di energia generata e consumata/immagazzinata istantaneamente dallo stesso utente, combinando inoltre una funzione di “peak shaving”, vale a dire una riduzione delle punte massime di prelievo dalla rete, e di conseguenza un risparmio in termini di potenza impegnata. Le analisi svolte, sulla base dei profili di carico al quarto d’ora di un campione di utenti reali, hanno confermato che per entrambe le funzioni i sistemi di accumulo sono in grado di generare benefici per gli utenti/produttori. Tuttavia, pur considerando l’ipotesi favorevole che non si applichi il meccanismo dello Scambio sul Posto, la combinazione dei due servizi non produce ancora – a parità di architettura del mercato elettrico – risparmi di entità sufficiente a giustificare pienamente l’investimento in un sistema di accumulo.

2. Grid Defection

Si è poi esaminata una situazione più estrema, nella quale il consumatore decida di abbandonare del tutto il contratto di fornitura dell’energia elettrica, eliminando tutti i costi (fissi e variabili), ma accollandosi un rilevante investimento in impianti di produzione di elettricità e calore e in sistemi di

accumulo. In questa situazione, infatti, l'adozione di un sistema di accumulo è una scelta praticamente obbligata, non solo in caso di produzione da fotovoltaico, ma anche in presenza di un cogeneratore a gas che da solo non assicurerebbe la flessibilità necessaria. Il punto da indagare non è quindi la convenienza di un sistema di accumulo di per sé, ma la domanda è se una situazione di grid defection alle condizioni attuali, o in prospettiva ravvicinata, sia razionalmente giustificata sul piano economico. Le analisi svolte hanno mostrato che questa scelta, improponibile per utenze a basso consumo (in particolare le seconde case), non raggiunge, ma si avvicina, alla convenienza per consumatori residenti ad elevato consumo. La configurazione più favorevole è risultata l'integrazione fra un piccolo cogeneratore, un impianto fotovoltaico e un accumulo elettrochimico. Si è anche valutato in che misura la futura riduzione dei costi di acquisto del cogeneratore e dell'accumulo (ritenendo che ormai la dinamica di riduzione dei costi del fotovoltaico sia ormai piuttosto lenta) possa portare ad un pareggio dei costi rispetto all'acquisto di energia dalla rete. Il risultato è che un calo dei costi del 40 % circa porterebbe all'indifferenza fra i due casi. È stato infine considerato l'effetto delle detrazioni fiscali, oggi applicabili a fotovoltaico e batterie: in questo caso i risultati sono nettamente migliori. Nei paesi dove le infrastrutture di trasporto dell'energia sono più fragili ("poor grid") i risultati sarebbero decisamente più interessanti.

3. Carica rapida di veicoli elettrici con accumulo

Si tratta di una tipica applicazione di peak shaving. Lo scenario alla base dello studio è quello di un'azienda che, per motivi organizzativi, abbia la necessità di caricare un certo numero di veicoli elettrici in modo rapido e in un arco di tempo limitato e decida di dotarsi di un sistema di accumulo come alternativa alla scelta di aumentare la potenza contrattuale e/o cambiare il trasformatore della propria cabina MT/BT. Nello studio sono stati considerati e confrontati diversi casi, che si differenziano in base al numero di veicoli da caricare e alla durata dell'intervallo in cui è possibile effettuare la ricarica.

Nello scenario in cui la ricarica può essere effettuata in un arco di tempo massimo di un'ora, l'acquisto e installazione del SdA ha un VAN a 20 anni sempre positivo, e in un caso si ha un tempo di rientro dell'investimento di 5 anni. In generale, l'investimento può risultare conveniente nelle situazioni in cui si ha un picco di potenza molto elevato rispetto alla potenza base e concentrato in un periodo di tempo limitato, perché ciò permette di ridurre la taglia in energia del SdA limitandone il costo. Questo è possibile utilizzando tecnologie di accumulo che possano garantire buone prestazioni in potenza.

Nello studio il SdA installato è utilizzato esclusivamente per l'applicazione specifica di peak shaving, ma sarebbe possibile estendere l'analisi aggiungendo degli scenari in cui il sistema si trovi a svolgere anche altre tipologie di applicazioni, come ad esempio funzioni da UPS, la compensazione del reattivo, il time shift, o l'autoconsumo in presenza di generazione da fotovoltaico, in modo da massimizzarne lo sfruttamento e permettere di ridurre il tempo di ritorno dell'investimento nei casi in cui è risultato superiore ai 10 anni.

4. I sistemi di accumulo e le isole minori italiane non interconnesse

Intuitivamente, un sistema elettrico operante in "isola" rappresenta una situazione in cui l'utilizzo di sistemi di accumulo dovrebbe risultare di particolare interesse, soprattutto nel caso di significativa penetrazione di fonti energetiche rinnovabili non programmabili, come auspicato e previsto dai più recenti orientamenti legislativi italiani. L'impossibilità di ricorrere alla rete nazionale come grande

“polmone” che è in grado di assorbire gli squilibri carico-generazione, rende in questi casi, se non indispensabile, almeno potenzialmente conveniente l’impiego degli accumuli. Più in dettaglio, le ragioni per cui un sistema di accumulo può rivelarsi prezioso sono:

- spostamento nel tempo dell’energia rinnovabile producibile in determinate fasce orarie (tipicamente, surplus di produzione fotovoltaica nelle ore centrali della giornata, massimo carico nelle ore serali), evitando sprechi di energia;
- sostituzione dei gruppi diesel come controllori di frequenza/tensione, nelle ore in cui energeticamente non sono necessari, con rilevante riduzione di consumi di combustibile ed emissioni correlate;
- ottimizzazione del funzionamento dei diesel, operando prevalentemente con carico medio-alto oppure spegnendoli, ottenendo un maggior rendimento medio.

I dati che emergono dalle simulazioni effettuate su un caso campione (Ustica), utilizzando profili di carico reali, sono:

- da un lato, l’installazione di nuovo fotovoltaico riduce il costo complessivo di generazione, con un ottimo per circa 1500 kWp installati. Investire sulle rinnovabili, quindi, in questi casi non solo genera benefici ambientali, ma riduce anche l’extra costo che nelle isole minori trasferisce un onere alle bollette elettriche di tutti gli utenti italiani;
- dall’altro, esiste un margine di miglioramento ulteriore nel caso di impiego di accumuli, che non solo riducono ulteriormente il costo medio dell’energia, ma consentono anche di spostare l’ottimo economico verso un più ampio utilizzo delle fonti rinnovabili.

5. Un’applicazione di sistemi di accumulo in un’isola minore: Ventotene (a cura di ENEL Produzione)

A riprova dei possibili benefici dei sistemi di accumulo nelle isole minori non connesse alla rete nazionale, ENEL ha installato un sistema di accumulo elettrochimico (300 kW, 600 kWh) nell’isola di Ventotene, caratterizzata da una forte variabilità stagionale e giornaliera del carico elettrico, dalla presenza di fotovoltaico con potenza paragonabile al carico invernale e da 4 unità diesel da 480 kW ciascuna. Il sistema di accumulo installato ha per obiettivi:

- la riduzione dei consumi di combustibile, grazie anche alla possibilità di spegnere tutti i motori nelle ore di basso carico, affidando all’accumulo il compito di alimentare i carichi dell’isola e di controllare frequenza e tensione di rete;
- l’ottimizzazione dell’efficienza media di generazione dei motori che, grazie all’accumulo, possono funzionare sempre nella fascia alta di carico o in alternativa stare spenti; la gestione integrata della batteria e dei motori contribuisce a ridurre i consumi di combustibile e ad abbassare l’impatto acustico nonché le emissioni di inquinanti e di CO2;
- la riduzione dei costi di manutenzione e il prolungamento della vita utile dei motori, come conseguenza delle minori ore di funzionamento e della minore permanenza a basso carico;

- l'aumento della "hosting capacity", ossia della possibilità di ospitare, in sistemi elettrici isolati, generazione rinnovabile non programmabile distribuita, senza impatto sul servizio elettrico per la comunità.

Il sistema di accumulo, nei suoi primi sette mesi di funzionamento, ha ben corrisposto alle aspettative, presentando un alto grado di disponibilità (90% circa), garantendo una qualità del servizio elettrico superiore a quella storicamente osservata con i diesel, evitando il 54% delle ore di funzionamento dei motori e riducendo mediamente del 15% i consumi di combustibile.

6. I vantaggi dell'integrazione dei sistemi di accumulo con le fonti energetiche rinnovabili (a cura di ENEL GREEN POWER)

Per quanto riguarda le applicazioni in Italia, sono state effettuate due importanti esperienze di integrazione fra impianti di generazione a fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, con finalità di riduzione dei picchi di potenza immessa, a fronte di una limitata capacità di trasporto della rete, di riduzione degli sbilanciamenti associati a imprecisioni di previsione della produzione, di ottimizzazione dei profili di immissione in ragione dell'andamento dei prezzi di mercato, di possibile fornitura di servizi alla rete (riserva primaria e secondaria) ottenibili dall'aggregato impianto di generazione (fotovoltaico o eolico)-sistema di accumulo.

Le esperienze hanno riguardato i siti di Catania (impianto fotovoltaico da 10 MWp, sistema di accumulo da 1 MW/2MWh) e di Potenza Pietragalla (impianto eolico da 18 MW, sistema di accumulo da 2MW/2MWh). I sistemi di accumulo, dopo la soluzione di alcuni problemi iniziali, hanno evidenziato elevata efficienza energetica (anche oltre l'80% AC/AC) e buona affidabilità. Si sono rivelati molto efficaci nel minimizzare gli sbilanciamenti e nell'ottimizzare i profili di immissione in rete dell'energia, contribuendo alla stabilità di rete. Il servizio di riserva primaria può essere svolto con efficacia dall'insieme impianto a fonti rinnovabili + sistema di accumulo, mentre per la riserva secondaria la capacità dei sistemi di accumulo adottati è piuttosto limitata.

Un'interessante applicazione dell'accumulo ad una comunità non servita dalla rete elettrica è stata svolta in una località ad alta quota nell'America del Sud, che viene ora alimentata in modo molto più soddisfacente e ambientalmente corretto grazie all'integrazione di impianti a fonti rinnovabili (fotovoltaico, mini eolico, solare termodinamico cogenerativo, batterie, diesel di soccorso). Altre applicazioni ritenute molto vantaggiose sono quelle in siti minerari, con elevati fabbisogni energetici su tutto l'arco della giornata e collocati in zone scarsamente servite dalla rete. L'integrazione fotovoltaico-diesel-batterie in queste situazioni risulta economicamente vantaggiosa rispetto alla sola alimentazione diesel, ed inoltre contribuisce alla sostenibilità ambientale dell'industria mineraria.

7. Sistemi di accumulo a supporto della gestione delle reti di distribuzione

Dopo una disamina dell'attuale quadro regolatorio, in questo momento non favorevole all'impiego di sistemi di accumulo nelle reti di distribuzione, sono state ipotizzate diverse funzioni che potrebbero risultare utili nella gestione delle reti stesse:

- la riduzione del numero e della durata delle interruzioni del servizio;
- il differimento di investimenti che si possono rendere necessari a causa di nuove connessioni di generatori a fonti rinnovabili o dell'incremento dei prelievi;

- l'aumento della cosiddetta "hosting capacity", ossia della possibilità di installare nuova potenza di generazione distribuita da fonti rinnovabili;
- la partecipazione alla regolazione di tensione.

In queste applicazioni, a parità di regole del gioco, si è riscontrato che esistono soluzioni alternative, attualmente meno costose dell'installazione di batterie.

8. Partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento con storage virtuale

Assumendo che in una certa area di rete sia presente un numero relativamente elevato di piccoli sistemi di accumulo, installati presso utenti/produttori dotati di impianti fotovoltaici di piccola taglia, ci si pone la domanda se una gestione coordinata di tali sistemi, ad opera di un aggregatore, possa vantaggiosamente costituire un "sistema di accumulo virtuale" di taglia maggiore, in grado di offrire servizi alla rete. L'analisi effettuata, basata su profili di consumo di un certo numero di utenti reali, ha confermato che la gestione aggregata, sfruttando la diversità statistica dei profili di carico, rende disponibile in modo affidabile una significativa capacità di accumulo, adatta a essere sfruttata per servizi ancillari. Sulla base di ragionevoli assunzioni economiche, si è osservato che tale operazione potrebbe assicurare un ragionevole utile all'aggregatore, ma soprattutto contribuirebbe al recupero dell'investimento fatto da ciascun utente per l'acquisto del sistema di accumulo, in una misura variabile fra il 20 e il 60% dell'investimento stesso, in funzione dei profili di consumo di ciascun utente.

In sintesi, l'aggregazione di varie risorse consentirebbe la formazione di VESS che, se opportunamente gestiti, garantirebbero una migliore qualità dell'energia elettrica a un costo inferiore rispetto alla gestione separata dei singoli componenti. Mentre in altri paesi la regolamentazione del mercato elettrico favorisce già la formazione di VESS, in Italia questo non è ancora possibile. Il DCO 298/2016 dell'Autorità indica come anche il mercato elettrico italiano evolverà, in modo da permettere un accesso al mercato dei servizi di dispacciamento anche agli aggregati.

9. Combinazione di servizi a supporto della sicurezza della rete di trasmissione nazionale

Si tratta in questo caso di valutare le prestazioni ed i ritorni economici di sistemi di accumulo asserviti alla rete di trasmissione, sia in configurazione puro storage ("stand alone") che integrati con impianti rinnovabili (eolici o fotovoltaici). Sono state simulate tre diverse tecnologie di batteria in due diversi scenari di utilizzo, relativi alla regolazione di frequenza: solo secondaria o combinazione di primaria e secondaria. L'analisi economica, in particolare, basata su dati storici di prezzo di mercato (MGP, MSD, MB), mostra che nei casi più favorevoli il tempo di ritorno dell'investimento è pari o inferiore alla vita utile delle batterie. Fra le diverse tecnologie analizzate, risulta favorita quella che ha il più elevato rapporto energia/potenza.

È stata inoltre effettuata una prima valutazione dell'applicazione dei SdA per un supporto alla regolazione di tensione, stimando il valore del servizio sulla base di recenti pubblicazioni dell'Autorità (DCO 420/2016). Sulla base di un valore indicativo del prezzo delle risorse attivate in

un anno dal TSO per la risoluzione dei problemi di tensione (150 Euro/Mvarh), è stato determinato il possibile profitto aggiuntivo rispetto agli altri servizi già analizzati. In questo caso non appaiono differenze marcate fra le tre tecnologie considerate, anche se il risultato sembrerebbe favorire quella con più basso rapporto energia/potenza.

10. Approfondimento sull'uso degli accumuli per la riserva primaria: effetto del "C-rate", la primaria "veloce", la remunerazione del servizio su base "capacità" (–a cura di Politecnico di Milano – Dipartimento di Energia)

Sono state svolte considerazioni relative al servizio di regolazione primaria, ipoteticamente affidato a sistemi di accumulo. Lo studio ha mirato a valutare i benefici conseguibili con una ottimizzazione delle logiche di gestione degli accumuli, prescindendo dall'eventuale remunerazione del servizio. Tale remunerazione è infatti ad oggi solo parzialmente strutturata nel quadro regolatorio nazionale, viceversa nel mercato Centrale Europe (Germania, Svizzera, Austria, Olanda, Francia) si registra la presenza di una piattaforma di mercato condivisa, basata su aste settimanali per un servizio in capacità, contesto nel quale è ad oggi verosimile giustificare economicamente l'utilizzo di sistemi di accumulo.

Si evidenzia inoltre come la capacità di risposta dinamica di un sistema elettrochimico sia nettamente superiore a quella richiesta dall'attuale Codice di Rete per il servizio di regolazione della frequenza, tradizionalmente applicato ai grossi impianti convenzionali. Le migliori prestazioni dinamiche dei sistemi di accumulo potrebbero essere sfruttate per un nuovo servizio specifico, genericamente identificato come "primaria veloce", remunerato con una tariffa dedicata, conseguendo così un miglioramento della stabilità della rete ed una ottimizzazione dei costi: ovvero, la tariffa dedicata sarebbe applicata solo alle risorse utili a tale regolazione veloce e non, genericamente, a tutte le unità asservite alla regolazione primaria. Si cita come un approccio del tutto similare a quello proposto è ad oggi in analisi sperimentale da parte di OFGEM nel mercato UK.

Infine, il contributo ha portato in evidenza come ad oggi non vi sia un quadro normativo completo circa la misura delle prestazioni dei sistemi di accumulo, ovvero, risulta ad oggi complicato confrontare tecnologie di accumulo differenti o differenti logiche di regolazione; da tale considerazione è emersa l'opportunità di definire delle metodologie di analisi univoche, ad esempio rispetto a segnali di frequenza con cui valutare/misurare il servizio di regolazione della frequenza o, ancor più, rispetto a protocolli di prova significativi per la partecipazione ai servizi ancillari.

In tale direzione sono presentate delle analisi di laboratorio focalizzate a dimostrare la variazione delle prestazioni di alcune celle elettrochimiche, al variare del servizio prestato, ovvero al variare del protocollo di prova con cui sono misurate. Tali analisi hanno poi portato a proporre metodologie congruenti di dimensionamento dei sistemi di accumulo rispetto al servizio (o ai servizi) in analisi.