

# STOCCAGGIO DI RINNOVABILI

Franco Pecchio

L'energia prodotta da fonti rinnovabili è per sua natura non programmabile perché viene prodotta quando c'è vento o sole e questo crea delle criticità sulla rete. Lo stoccaggio di questa energia diventa quindi una specifica esigenza della rete di distribuzione e trasmissione che deve far fronte all'aleatorietà degli impianti. Ma quali sono le tecnologie più promettenti per lo sviluppo attuale e futuro dei sistemi di accumulo? Ne abbiamo parlato con Celertech, Enel e ABB

La generazione da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (Frnp) si è sviluppata in Italia in modo considerevole nel corso degli ultimi anni. In particolare, per quanto riguarda le centrali eoliche e fotovoltaiche, a oggi la capacità installata risulta pari rispettivamente a circa 6.000 MW e 7.000 MW includendo gli impianti già realizzati e ancora da connettere. L'attuale trend di crescita assai sostenuto, se confermato per i prossimi anni, permetterà di raggiungere gli obiettivi minimi posti dal Piano di Azione Nazionale del 30 giugno 2010 con notevole anticipo rispetto all'anno target 2020. In particolare, la repentina quanto inattesa crescita degli impianti fotovoltaici negli ultimi mesi, favoriti sia dalla legge 129/2010, sia dagli incentivi del terzo e quarto conto energia, comporta che i previsti 8.600 MW al 2020 potrebbero essere raggiunti già nel corso del biennio 2011-2012 (l'obiettivo indicativo previsto dal quarto conto energia stima una potenza installata a livello nazionale di circa 23.000 MW al 2016).

Con riferimento alla fonte eolica, la mancata produzione (MPE), è stata globalmente di circa 470 GWh, pari a circa il 5,6% della produzione eolica italiana nel 2010, percentuale dimezzata rispetto al 2009 in cui la MPE era stata pari al 10,7%, nonostante la crescita della potenza eolica installata.

Gli scenari previsionali e le nuove esigenze di sviluppo della rete di trasmissione tengono in conto, oltre al naturale rinforzo delle linee esistenti, anche dell'installazione di sistemi di accumulo diffuso in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema e alla riduzione delle congestioni sulle porzioni di rete a cui afferiscono le Fonti Rinnovabili Non Programmabili.

Gli stoccaggi andrebbero localizzati con specifico riferimento alle criticità riscontrate sulle porzioni di rete maggiormente interessate dal repentino sviluppo delle Frnp nel corso degli ultimi mesi e alle criticità potenziali che potrebbero interessare specifiche porzioni di rete nel breve e medio termine.

# ELLE ENERGIE



Tale crescita, soprattutto per quanto riguarda gli impianti da fonte eolica, si sta concentrando in ristrette aree geografiche, caratterizzate da un surplus di generazione rispetto al carico locale e storicamente debolmente magliate. Poco meno del 70% della potenza eolica installata in Italia a dicembre 2010 (5850 MW) risulta distribuita tra le isole maggiori, la Calabria e la Puglia. Una crescita così concentrata in ristrette aree geografiche sta caratterizzando lo sviluppo di tali impianti in Italia, differenziandolo dal resto del contesto europeo dove la diffusione degli impianti eolici nell'ambito della stessa nazione è stata molto più uniformemente distribuita sul territorio (es. Danimarca, Germania, Spagna).

Terna stima che per la sola produzione fotovoltaica, entro il 2012 verranno a mancare, nelle ore del giorno con il maggiore irraggiamento, circa 130 MW di riserva primaria, pari all'1,5% degli 8.600 MW di capacità installata previsti.

La possibilità di accumulare l'energia nelle zone dove si concentrano le Frnp consentirebbe il riutilizzo dell'energia accumulata qualora venisse meno la disponibilità di energia eolica e solare. Inoltre l'accumulo di energia consente di ottimizzare l'utilizzo della rete esistente sfruttando meglio la sua capacità, evitando sovraccarichi nelle ore di massima produzione delle rinnovabili e permettendo anche di fornire servizi di regolazione per migliorare la sicurezza del sistema elettrico.

Oltre al beneficio economico diretto, legato alla sostituzione di produzioni meno efficienti con produzioni rinnovabili o comunque più efficienti, il sistema elettrico ne trae un ulteriore beneficio indiretto per la riduzione nella produzione di CO<sub>2</sub>.

In Italia due sono i soggetti particolarmente attivi sulle reti e sugli stoccaggi: Terna e Enel Distribuzione. Terna ha un programma di 130 MW di accumuli da installare in prossimità delle Cabine Primarie della rete ad Alta Tensione per ottemperare alle esigen-

ze di riserva primaria e cautelarsi nelle ore critiche di maggiore producibilità degli impianti Frnp.

Enel Distribuzione, invece, ha individuato i sistemi di accumulo come un elemento cruciale delle smart grid e ha deciso di avviare la sperimentazione sul campo di questi apparati. È in corso un tender internazionale per acquisire 4 di questi sistemi della potenza di 1 e 2 MVA e delle taglie di 0,5 MWh, 1 MWh e 2 MWh. Le taglie sono considerate "piccole", ma, a giudizio di Enel, sono quelle che ottimizzano l'impegno economico consentendo di valutare appieno le performance del sistema nel suo complesso. L'installazione dei sistemi avverrà all'interno di quattro Cabine Primarie: una a Ventotene e le altre in siti nelle regioni Sicilia, Calabria e Puglia, dove sono state individuate le CP in cui maggiore è stato l'impatto in termini di connessioni di produttori da fonti rinnovabili.

**Tra i sistemi di accumulo sono da ritenersi più economicamente sostenibili quelli che sfruttano aria e acqua (Caes, Smes, pompaggi e gravitypower) o quelli a semplice accumulo elettrochimico (batterie di diverso tipo, sali fusi ecc.)? Quali sono gli economics di maggiore importanza nella valutazione di un impianto di accumulo? (costo del kWh accumulato per unità di volume/massa, prezzo di ritiro dell'energia immessa, costo capitale dell'impianto?)**

"Dipende – risponde Francesco Sessa, responsabile dello Sviluppo Reti di Enel Distribuzione e coordinatore delle attività legate agli appalti di accumulo di Enel Distribuzione – Le diverse tecnologie possono essere considerate complementari. Ciascuna esprime le sue massime potenzialità in relazione all'utilizzo richiesto (es. numero e velocità del ciclo di carico/scarico; cicli giornaliero o settimanale o addirittura stagionale, come nel caso dei grandi invasi idroelettrici).



Anche gli economics sono da porre in relazione agli utilizzi. Maggiore è la frequenza d'uso, maggiore importanza assume l'efficienza, ossia l'energia persa per ogni ciclo e il consumo dei servizi ausiliari. Per i costi capitale, al momento tali apparati non sono ancora competitivi rispetto alla costruzione di una nuova linea elettrica con potenzialità simili. Inoltre non ci sono ancora molte esperienze in campo di durata significativa. Le applicazioni sono molto promettenti da un punto di vista squisitamente tecnico, per cui è essenziale dare un forte segnale di interesse al mercato e testare i sistemi con un utilizzo reale, fuori dai laboratori.”

Per **Piero Murgia**, engineering & application manager per la Divisione Power Systems di ABB, per realizzare un confronto tra tecnologie così fondamentalmente diverse, conviene fissare un punto di riferimento preciso. “Se si fa, ad esempio, riferimento alla ‘scala’ fisica di questi sistemi di accumulo, guardando quindi a potenza installata e energia accumulabile, si può immediatamente constatare come si possano segmentare le applicazioni in tre fasce diverse (Figura 1).

Sistemi di accumulo Caes o pompaggi idroelettrici si prestano per applicazioni con potenze installate molto elevate e grandi capacità di accumulo. Questo tipo di soluzione presenta sì costi ‘unitari’ competitivi, ma implica in realtà un investimento complessivo molto elevato, che si accompagna anche a problematiche di realizzazione legate alla complessità e alle dimensioni del sistema. Volani, Smes e altri sistemi simili sono in realtà disponibili per accumulare una quantità tutto sommato limitata di energia, quindi il loro impiego ricade su applicazioni più vicine alla Power Quality, dove la disponibilità di energia locale accumulata serve ad affrontare problematiche specifiche quali i buchi di tensione, o sopperire a brevi picchi di carico. I sistemi di accumulo di tipo elettrochimico si collocano in un’area centrale che risulta forse ‘strategica’ per le applicazioni future.

Sono sistemi caratterizzati da una intrinseca modularità e quindi si prestano per una naturale distribuzione all’interno del sistema elettrico, con installazione di sistemi di potenza e capacità energetica che possono appunto essere modulati in funzione di necessità specifiche e diverse strategie di controllo, con una visione che può anche risultare diversa a seconda di chi realizza l’applicazione: il gestore della rete di trasmissione e di distribuzione, piuttosto che un produttore o un utilizzatore che si interfaccia alla rete. Per i sistemi di accumulo elettrochimico, l’elemento fondamentale che permette di ottimizzare una proposta è l’efficienza globale del sistema”.

“Allo stato attuale della tecnologia i sistemi di accumulo economicamente più sostenibili sono i pompaggi ad acqua (PHS) che hanno però lo svantaggio di impattare sull’ambiente circostante in seguito al processo di pompaggio e di scarica – afferma **Franco Vallone**, managing director di Celertech – La prima applicazione di questa tecnologia risale al 1892 a Zurigo e si conta nel mondo una potenza installata di questo genere di accumulo di circa 100 GW: l’efficienza energetica di questi sistemi è superiore al 75%. I sistemi di accumulo elettrochimico sono considerati tecnologicamente maturi, con rendimenti alti, usualmente sopra il 79%, ma ancora costosi, specie per i grandi sistemi di accumulo (sopra i 10 MW). I sistemi Caes, del tipo avanzato (A-Caes, dove la A sta per adiabatico), stanno vivendo una certa riscoperta (dopo che erano stati sviluppati, nella versione base con accumuli in caverna negli impianti di McIntosh, USA e di



Huntorf in Germania negli anni ‘80), grazie al Progetto Adele, e grazie agli studi di R&D che Celertech sta conducendo. Questi sistemi promettono un rendimento al momento tra il 50%-60%”.

Secondo Celertech, gli altri sistemi di accumulo citati hanno dimostrato parecchie criticità e oggi gli esperti ritengono che le tecnologie per i grandi sistemi di accumulo siano: i pompaggi idrici (PHS), le batterie (NaS, Vanadio) e i sistemi A-Caes.

Gli economics più importanti sono i costi di capitale dell’impianto e la capacità di accumulo misurata in ore di storage. I costi di capitale degli impianti esistenti e le ore di storage possono essere così individuati:

- PHS (1.000 MW): 762 €/kW, ore di storage: 10 h
- Caes (300 MW): 508 €/kW, ore di storage: 40 h
- Batterie NaS (10 MW): 1.600 €/kW, ore di storage: 8 h
- Batterie Vanadio (10 MW): 2.200 €/kW, ore di storage: 6 h

“Poi ci sono i costi di O&M e ovviamente il prezzo di ritiro dell’energia elettrica immessa, che dovrebbe anche includere la remunerazione del servizio di bilanciamento e sostentamento della rete elettrica. Ma su questi costi si hanno al momento dati discordanti” conclude Vallone.

**Mancando learning curve con un sufficiente numero di anni di riferimento per molti sistemi di accumulo, quale ritiene sia quello più promettente nel medio termine?**



“L’uso che si vuole testare in Enel Distribuzione – illustra Sessa – è per un apparato piccolo, diffuso sul territorio, posizionato all’interno delle nostre cabine primarie. L’apparato deve quindi essere “semplice”, con un ingombro limitato e senza necessità di manutenzione o di conduzione specialistica. Queste caratteristiche sono le stesse richieste dal settore automotive. In entrambi i casi le batterie agli ioni di litio sono, allo stato delle attuali conoscenze, le più promettenti.”

Per ABB, invece, sono i sistemi di accumulo di tipo Caes o Hydro quelli che presentano una tecnologia più ‘matura’, ma anche limitazioni di sviluppo dovute alle dimensioni e agli impegni di investimento che implicano. “Nel caso del nostro Paese – spiega Murgia – esistono sicuramente anche grosse difficoltà ambientali e/o territoriali per dare sviluppo a questo tipo di applicazioni. Lo sviluppo di sistemi di accumulo elettrochimico gode invece un grosso effetto ‘trascinamento’ legato ad altre applicazioni con impatti e investimenti molto più significativi, come per esempio il settore Automotive. Costi e performance di questi sistemi hanno già conosciuto dei notevoli miglioramenti negli ultimi anni e ci si aspetta in futuro un trend ulteriormente positivo, in particolare in termini di efficienza globale”.

Celertech nota, invece, come per quanto riguarda la learning curve dei sistemi di pompaggio sia presente e oltre che centenaria. Questi sistemi richiedono specifiche condizioni oroidrografiche e la possibilità di essere grandi (oltre 500 MW). I sistemi Caes richiedono anch’essi specifiche condizioni geologiche se si desidera sfruttare le caverne e presentano una learning curve ormai dispersa visto che non sono più stati costruiti sistemi del genere da almeno 30 anni.

I nuovi sistemi A-Caes promettono una curva di apprendimento relativamente rapida e stimabile in 8/10 anni.

I sistemi a batteria hanno invece una notevole learning curve sulle unità più piccole, ma stanno muovendo solo ora i loro passi nei grandi sistemi di accumulo. Vallone ritiene che nel medio termine, entro il 2020, i sistemi A-Caes, specie se saranno risolte le problematiche legate agli stoccaggi di superficie, daranno la libertà di collocare il sistema dove vi è necessità, potranno presentare una soluzione più valida rispetto alle batterie che hanno un’origine elettrochimica e non meccanica e presentano dei rischi ambientali maggiori.

### È possibile ipotizzare un mercato per l’energia immessa dagli impianti di pompaggio sul modello dei servizi ancillari o di riserva del sistema elettrico? Se sì, in quali termini?

ABB preferisce effettuare alcune considerazioni sull’impatto di un sistema di accumulo all’interno del sistema elettrico. Un accumulo Hydro si presta indubbiamente ad assicurare i servizi ancillari e di riserva, mentre andrebbe posto il problema dei sistemi distribuiti di tipo elettrochimico, di potenza o capacità anche limitata, che possono essere installati su vari livelli di tensione e in diversi punti della rete, in corrispondenza di nodi dove insiste un livello ‘elevato’ di generazione da fonti rinnovabili, piuttosto che in corrispondenza di punti dove esistono delle limitazioni nelle capacità di trasmissione e distribuzione da parte delle rete stessa.

“Guardiamo a quanto ipotizzato fino a oggi in Italia da parte di Terna ed Enel – osserva Murgia – Questi ‘attori’ hanno pensato a sistemi di accumulo con grandi capacità di storage (ore di accu-

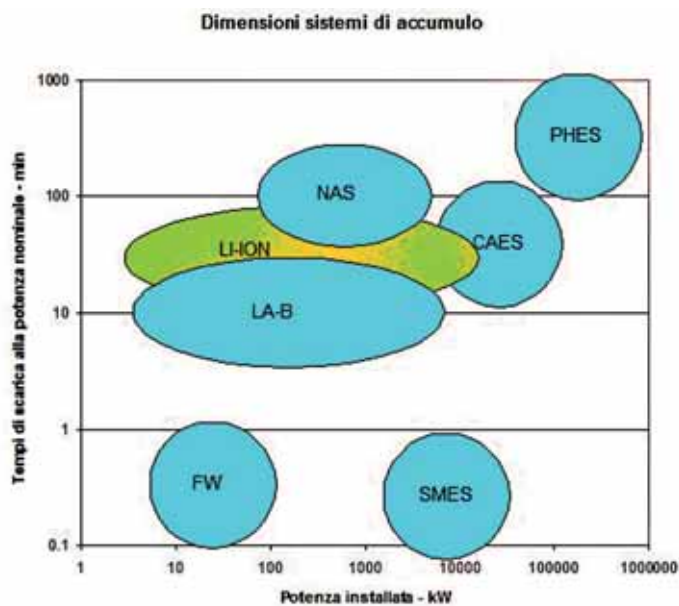


Figura 1 – Diagramma dimensioni dei sistemi di accumulo e velocità di scarica

mulo/scarica a potenza nominale), concentrando quindi l’attenzione su un servizio di accumulo di energia/time shift dove effettivamente la gestione della energia, il differenziale di prezzo associato ad accumulo/scarica in fasi temporali critiche ecc, costituisce l’elemento premiante dell’investimento.

Questo approccio è più connotato a una figura di investitore nel settore della produzione, piuttosto che a una figura di gestore del sistema di trasmissione e distribuzione ed è caratterizzato da un grande peso nell’investimento da parte del sistema di accumulo, con un effetto “barriera” legato ai prezzi attuali dei sistemi commercialmente disponibili”. L’esperienza di ABB, in vari impianti pilota all’estero, ha mostrato invece che la capacità di accumulo può essere ottimizzata. Se per un verso il sistema di accumulo può essere dimensionato per un’energia accumulata relativamente ridotta, garantendo comunque le capacità di forecast sulla generazione, è anche possibile condizionare parametri elettrici grazie alle funzionalità del sistema di interfacciamento alla rete stessa (supporto di tensione, modulazione della potenza per stabilizzare la rete, power quality in generale ecc.).

Infatti tali funzionalità sono fondamentali per migliorare le prestazioni del sistema elettrico e creano la condizione per consentire un passo avanti verso la rete del futuro con maggiore penetrazione della generazione da fonti rinnovabili o distribuita.

“Questi servizi di condizionamento della rete sono quelli più associabili alla figura del gestore della rete stessa – aggiunge Murgia – ma possono anche essere assicurati da sistemi distribuiti a livello di generazione o utenza locale.

In questo caso risulta però fondamentale definire uno schema di remunerazione al servizio fornito, piuttosto che prevedere dei meccanismi forzati.”

Per Celertech è fondamentale immaginare questi sistemi come al servizio della rete per realizzare finalmente quella che è ormai chiamata Smart Grid. Il servizio che questi sistemi fanno dovrebbe quindi essere ricompensato come servizio ancillare oltre che come energia immessa.



È anche evidente che il rovescio della medaglia è che per gli utenti della rete che invece di aiutarla la sbilanciano sarebbe giusto, ancorché siano utenti che producono da fonte rinnovabile, che paghino una penale che compensi i sistemi di accumulo.

**I sistemi di accumulo saranno in grado di stabilizzare le fluttuazioni sulla rete di trasmissione e sulle reti di distribuzione? Se sì, con quale efficacia e quali prospettive per una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili? È ipotizzabile un sistema che costringa i produttori da fonte rinnovabile a finanziare sistemi di accumulo per la stabilizzazione del sistema elettrico, oppure questo compito spetta solo al gestore? I sistemi di accumulo sono necessari anche in caso di adozione di inverter attivi con regolazione della frequenza di immissione (cfr Aeg DCO 15/2011)?**

Secondo Enel Distribuzione, lo scopo primario dei sistemi di accumulo nei sistemi di distribuzione è proprio quello di stabilizzare la rete avendo come conseguenza quella di aumentare la capacità della rete stessa di accogliere impianti di produzione. Inoltre Enel si spinge a ipotizzare uno schema tale per cui chi costruisce un impianto a fonte rinnovabile contribuisca anche a finanziare sistemi di accumulo.

Questo schema, considerando i costi, è molto utile e applicabile per impianti di taglia grande, tipicamente impianti eolici da diversi MW di potenza.

In alcuni Paesi è già previsto che siano i produttori da fonti rinnovabili a farsi carico, in prima battuta, dell'impatto sulla rete e viene quindi richiesta l'installazione di un sistema di accumulo di una capacità pari a un cento per cento della capacità dell'impianto di produzione.

“Nel caso della produzione da fotovoltaico – chiarisce Sessa – è più sensato che queste applicazioni vengano curate dal Distributore, che può quindi mettere “a fattor comune” tra più impianti di una certa area gli apparati di storage. Una vota dimostrata la fattibilità tecnica e la sostenibilità economica (per il sistema) di questi apparati, occorrerà poi definire le regole di remunerazione.”

Le Smart grid sono un insieme complesso con molti ingredienti. Nessuno è indispensabile o risolutivo. Tutti sono necessari e danno il loro contributo. Gli inverter attivi sono complementari agli storage, non risolvono ma aiutano la gestione di una rete con molti impianti da energie rinnovabili, evitando il fenomeno della cosiddetta isola indesiderata.

“Studi ed esperienze mostrano come l'effetto di stabilizzazione della rete e la possibilità di sfruttamento degli asset esistenti rappresenti un aspetto fondamentale per valorizzare l'impatto di un sistema di accumulo – chiosa Murgia – Questo, infatti, dovrà essere integrato alla rete mediante un sistema di controllo dei flussi di potenza che permette di coprire con alta dinamica tutti i punti di funzionamento (sui quattro quadranti potenza attiva-potenza reattiva), aggiungendo cioè le funzionalità tipiche dei dispositivi Facts (Flexible AC Transmission Systems).”

Secondo ABB, in una rete dove la generazione è fortemente distribuita e i meccanismi di programmazione e pianificazione non sono più centralizzati è naturale e inevitabile che anche le funzioni di gestione della qualità dei parametri di rete venga a sua volta distribuita.



Questo naturalmente implica una serie di sfide a livello di regolazione e controllo della rete che andranno affrontate nel prossimo futuro. L'autorità sarà chiamata a definire regole di mercato con identificazione di incentivi che vengano applicati ai sistemi di accumulo, a partire dalla tipologia di installazione. Tali norme permetteranno non solo ai gestori delle reti, ma anche a soggetti diversi, di partecipare all'implementazione di questi sistemi, definendo regole e metodologie di valutazione e remunerazione che portino a identificare le soluzioni tecniche ed economiche più vantaggiose per il sistema Paese.

Lo sforzo condotto da molte aziende del settore, tra cui l'innovativa Celertech, è di garantire che i sistemi di accumulo aiutino la rete a sopportare variazioni repentine dei carichi (brevi nel tempo) e variazioni significative di carico (ampie in termini di potenza). “È una nuova ed esaltante sfida tecnica e ingegneristica che tutti i sistemi di distribuzione di energia elettrica si stanno ponendo – afferma Vallone – specie alla luce del continuo sviluppo delle fonti rinnovabili. Oramai è a tutti chiaro che se vogliamo includere altre fonti rinnovabili sulle nostre reti dobbiamo possedere dei sistemi di accumulo avanzati. Da più parti si è oramai posto il limite al 15-20% di soglia della presenza di fonti rinnovabili (wind e PV) oltre la quale la rete fa fatica a restare stabile.”

Il compito e gli oneri di consentire la presenza di sistemi di fonte rinnovabile non può solo ed esclusivamente ricadere sul gestore della rete, ma deve essere anche imputato agli utenti della rete inclusi coloro che producono da fonte rinnovabile. I sistemi di accumulo sono in ogni caso necessari, sebbene la presenza di inverter attivi, che di fatto rende la rete ancora più smart, allevia le criticità del sistema. Il punto nodale secondo Celertech è che il gestore della rete, l'Aeg, gli utenti del dispacciamento e dei servizi ancillari, non sono ancora giunti a una scelta condivisa sulla nuova remunerazione dei sistemi di accumulo innovativi e sulla nuova struttura di rete che si pensa di adottare nel prossimo decennio, con il rischio che forse l'attuale contesto normativo possa risultare presto soggetto a obsolescenza di fronte a cambiamenti così radicali nel settore dell'energia come quelli visti da 10 anni a questa parte.

[www.enel.com](http://www.enel.com)

[www.abb.it](http://www.abb.it)

[www.celertech.it](http://www.celertech.it)