

Energy Storage Report

Executive Summary

Lo *Storage Energy Report* si pone un obiettivo ambizioso: quello di fare chiarezza in un ambito, i sistemi di accumulo di energia appunto, ove spesso l'attenzione agli aspetti tecnologici o alla "moda" (legata all'azione commerciale di operatori comunque noti ad un vasto pubblico) ha lasciato in secondo piano la valutazione economica dei ritorni e dei rendimenti. Un ambito dove estremamente differenti sono le possibilità di applicazione dei sistemi di accumulo, in ambito domestico, industriale e commerciale, nelle *utilities* ed al servizio delle infrastrutture di rete e dove il quadro normativo – come sempre nell'energia, ma anche qui con ridotta attenzione da parte dei "non addetti ai lavori" – gioca un ruolo fondamentale nel definire le reali potenzialità di mercato. Un ambito insomma che era necessario investigare con l'approccio analitico tipico dell'Energy&Strategy Group.

Le tecnologie per i sistemi di accumulo elettrico.

Nel 2016 risultino installati a livello globale **oltre 170 GW di capacità** così suddivisi: **60 GW in Asia, 45 GW in Europa** (con **l'Italia nella lista delle top 10 countries a livello globale con circa 7 GW di installato totale**), **21 GW negli USA** e la restante quota di 44 GW distribuita nel Resto del Mondo. Tuttavia, di questi 170 GW, **oltre il 95%** è rappresentato da soluzioni tecnologiche di tipo meccanico, ed ancor più in particolare da **pompaggi idroelettrici**, con il resto delle soluzioni tecnologiche (chimiche, elettrochimiche, elettriche e termiche) a dividersi i circa 6 GW di capacità restante. **Un tale squilibrio ha indubbiamente delle ragioni storiche**, con i **pompaggi idroelettrici** che hanno rivestito soprattutto in passato un ruolo preponderante (per non dire unico, quando ancora le altre tecnologie erano ad un livello di sviluppo embrionale) nella realizzazione di sistemi di accumulo, **avendo il vantaggio tra l'altro di poter raggiungere scale anche decisamente elevate.**

E' tuttavia indubbio che **oggi** – soprattutto in Europa e in larga parte dei Paesi occidentali – **il ricorso al pompaggio idroelettrico sia molto più raro, per i costi ed i tempi di investimento e per le caratteristiche di impatto "ambientale" che a questi è associato.**

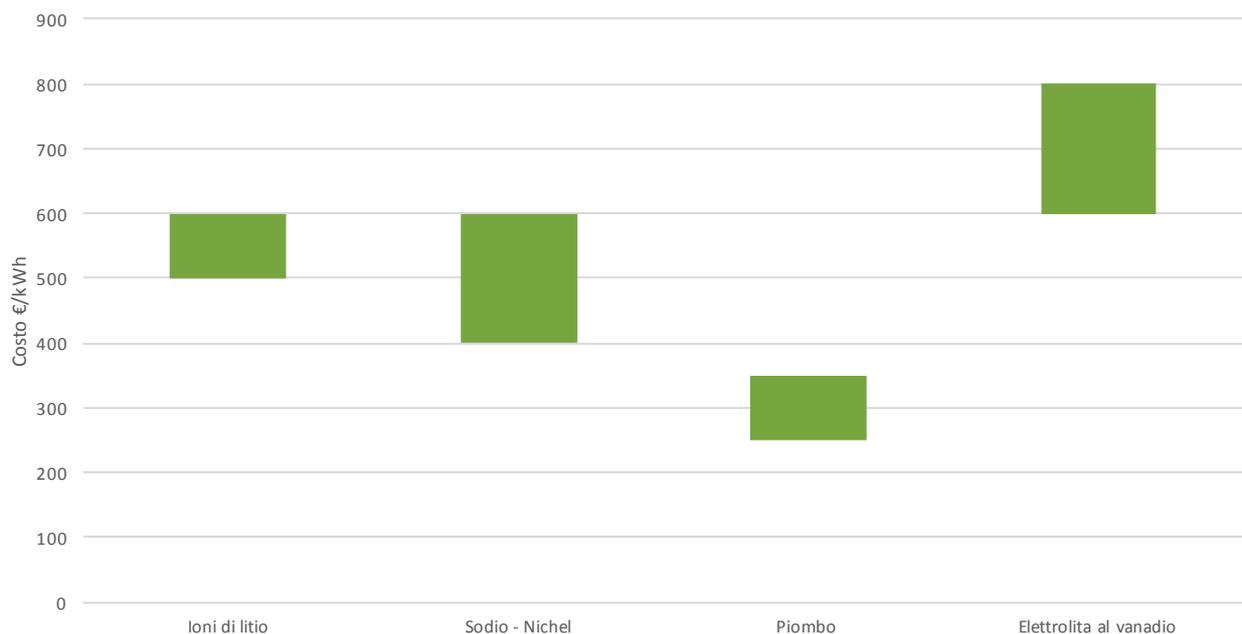
Fra le soluzioni tecnologiche per i sistemi di accumulo quelle che invece sono **soggette ad una dinamica di sviluppo in crescita sono gli storage elettrochimici**, che sia a livello residenziale, **con la diffusione a livello globale di "batterie" per usi domestici** (che anche in Italia hanno visto nel corso dell'ultimo anno un numero di installazioni compreso tra le 2.000 e le 3.000 unità) **e con il crescente volume di investimenti per "batterie" da impiegarsi per il controllo e la stabilizzazione delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione** (non in Italia però e per le ragioni che si vedranno più avanti). **I sistemi di accumulo elettrici (SMES e SuperCapacitori), da un lato, sono ancora ad un grado di sviluppo embrionale**, mentre **quelli chimici e termici**, che pure vedono soluzioni disponibili commercialmente, hanno ambiti di applicazione più limitati, **spesso connessi a determinate configurazioni produttive** (come i campi solari termodinamici per i sali fusi).

Non è un caso quindi che **oltre il 90% dei nuovi investimenti in sistemi di accumulo a livello globale siano dedicati alle soluzioni elettrochimiche** che, per le loro caratteristiche di scalabilità, sono anche quelle maggiormente adatte al paradigma di generazione distribuita di energia, che sempre più va affermandosi nei Paesi avanzati.

Se si guarda nel dettaglio, rimandando ovviamente al Rapporto per ulteriori approfondimenti e per un quadro completo dei vantaggi e degli svantaggi delle alternative disponibili, le **“batterie” elettrochimiche più performanti in termini di energia specifica (Wh/kg** che è indicatore “principe” nel determinare le potenzialità di impiego di questi sistemi, giacché ne influenza decisamente la “portabilità”) sono quelle agli **ioni di litio e al sodio-nichel** (anche dette ad alta temperatura).

Le batterie a ioni di litio in particolare appaiono quelle che si adattano meglio anche ad applicazioni di piccola e media taglia (sotto i 100 kW) grazie alla minore complessità di esercizio, mentre **sulle taglie maggiori queste sono in competizione con le batterie sodio-nichel** (considerando su queste taglie non più un problema il fatto che le batterie operino ad elevate temperature). Le batterie redox al vanadio sembrano destinate a pagare l'eccessiva complessità, mentre le batterie al piombo, nonostante siano le più diffuse, vedono decisamente appannati i loro vantaggi rispetto alle tecnologie concorrenti.

Se l'analisi condotta sino ad ora ha guardato alle prestazioni tecniche ed ai vantaggi e svantaggi di applicazione, è evidente come sia necessario analizzare anche il costo attuale e atteso delle alternative tecnologiche prese in esame.



Il quadro che ne esce – come riportato in figura – è piuttosto chiaro:

- **le batterie al piombo godono di un notevole vantaggio di costo** (arrivando a livelli che sono circa ½ di quelli delle batterie agli ioni di litio), che deriva indubbiamente dalle **economie di scala e di esperienza** (nello sviluppo del processo produttivo) che le caratterizza;
- **le batterie redox al vanadio sono le più costose – anche per effetto della loro complessità - e quindi quelle oggi meno competitive sul mercato;**
- **le batterie agli ioni di litio e al sodio-nichel hanno un posizionamento molto simile sul mercato** e, pur rimanendo come visto su livelli di costo più elevati delle batterie al piombo, **possono a buon ragione considerarsi le principali competitor sul mercato futuro degli accumuli.**

Se si aggiunge la prospettiva di riduzione di costi nell'orizzonte dei prossimi 10 anni (sino quindi al 2025) appare con ancora maggior evidenza questo “testa a testa”. **Le batterie al piombo**, infatti, nonostante le attività di ottimizzazione del processo produttivo ancora in corso, **sono previste riuscire a limare ulteriormente il costo di investimento sino ad un “massimo” del 5%.** **Le batterie redox al vanadio** possono invece vantare – soprattutto per effetto della riduzione della complessità dell'architettura della batteria – **riduzioni di costo attese anche nell'ordine del 20%.** **Le batterie sodio-nichel** sono previste con **una riduzione di costo che supera il 30%**, ma per **le batterie agli ioni di litio sono possibili modifiche del costo anche nell'ordine del 40%.** La “battaglia” quindi della generazione distribuita di energia pare doversi combattere tra le soluzioni a maggiore energia specifica.

La tecnologia è solo una delle prospettive da cui guardare il tema dei sistemi di accumulo. Altrettanto importante è **l'analisi degli impieghi** di questi sistemi. Ai fini del presente Rapporto, si è **deciso di introdurre una classificazione alternativa**, che invece che guardare al tipo di comportamento “elettrico” richiesto al sistema di accumulo, **si focalizza sull'attore principale del sistema per cui vengono impiegati i sistemi di accumulo.** In particolare quindi si sono distinti:

- **gli impieghi denominati “servizi di rete”, dove i sistemi di accumulo sono utilizzati (dal gestore di rete o da altri soggetti ne perseguano i medesimi obiettivi) per garantire il corretto funzionamento della rete di trasmissione e distribuzione**, sia in termini di qualità di erogazione del servizio che di sicurezza del sistema;
- **gli impieghi denominati «riserva di energia», dove i sistemi di accumulo sono utilizzati da produttori di energia** (sia a livello residenziale, commerciale e industriale, con i cosiddetti *prosumer*, che a livello degli operatori “puri” sul mercato elettrico) **al servizio di impianti non programmabili.**

E' guardando a questi due tipi di impieghi che si è sviluppato il testo del Rapporto.

I sistemi di accumulo come “riserva di energia”

E' evidente come questa forma di impiego sia **quella più nota e dibattuta proprio perché interessa da vicino il cosiddetto *prosumer***, ovvero il soggetto che da utente elettrico è divenuto anche produttore di energia, sfruttando il paradigma della generazione distribuita.

Al fine di **modellizzare gli impieghi in questo ambito**, si è deciso nel Rapporto di **considerare il caso di accoppiamento tra sistemi di accumulo e impianti di produzione di energia elettrica da fotovoltaico**. In particolare si è considerato il **caso di un impianto fotovoltaico da 3 kW** (che rappresenta ad oggi oltre il 60% del mercato residenziale e conta all'incirca 180.000 impianti), cui si decida di **accoppiare un sistema di accumulo agli ioni di litio di 3 diverse capacità: 2, 4 e 6 kWh**. Si sono infine considerate due opzioni: (i) l'impianto fotovoltaico da 3 kW sia già presente e quindi il sistema di accumulo sia aggiunto in logica di **retrofit**. E' opportuno sottolineare come, in questo caso, il costo per il sistema di accumulo sia maggiore giacché è necessario sostituire anche l'inverter dell'impianto fotovoltaico per renderlo compatibile con le esigenze impiantistiche di collegamento con i sistemi di accumulo; (ii) l'impianto fotovoltaico ed il sistema di accumulo siano installati **ex novo** e congiuntamente.

Rimandando al testo del Rapporto per i dettagli delle analisi è qui possibile tuttavia riassumere i risultati come segue.

Nel caso delle batterie più piccole (2 kWh), con l'attuale struttura di costi (5.000 - 5.500 € per il retrofit e 3.500 - 4.000 € per gli impianti ex novo) la redditività dell'investimento sia sempre al di sotto della soglia di accettabilità. Per arrivare - in ogni caso applicativo - alla soglia del 4% sarebbe necessario raggiungere livelli di costo inferiori a 3.000 € / kWh, ossia circa il 33% in meno nel caso di impianti ex novo e oltre il 40% nel caso di retrofit. Questo secondo caso è ancora più complesso giacché richiede un investimento aggiuntivo nell'inverter, componente per il quale (a differenza di quanto avviene per i sistemi di accumulo) è assai difficile prevedere riduzioni significative di costo nei prossimi anni. **Considerando il vincolo del tempo di rientro, invece, il costo dovrebbe scendere sino a 1.500 €/kWh per scendere almeno sotto la vita utile della batteria (10 anni).** Valore di costo che appare difficilmente raggiungibile.

La situazione per gli impianti da 4 kWh è decisamente migliore per quanto riguarda la redditività dell'investimento, che **in quasi tutti i casi è almeno pari o superiore alla soglia del 4%.** **Considerando il vincolo del tempo di rientro, invece, il costo dovrebbe scendere sino a 3.000 €/kWh per rimanere almeno sotto la vita utile della batteria (10 anni).** Valore di costo che rappresenterebbe una **riduzione rispetto all'attuale del 40% e 60% nei rispettivi scenari.**

Rispetto al caso da 2 kWh **il trade off tra il dimensionamento** (e quindi l'incremento della quota di autoconsumo “contestuale”) **ed il costo del sistema di accumulo pare essere qui risolto in maniera più efficace.** **Anzi proprio su questa taglia appare possibile costruire scenari di integrazione ancora più spinti ove sia massimizzato il consumo elettrico.** Si dà infatti spazio nel Rapporto alla analisi di uno scenario denominato *full electric* in cui l'intero fabbisogno energetico dell'abitazione (incluso quello che ad oggi normalmente è soddisfatto col gas) è invece soddisfatto attraverso apparecchiature che utilizzano il vettore elettrico (come le cucine ad induzione e le

pompe di calore). In questo caso **i tempo di ritorno complessivi sono inferiori a 8 anni e con rendimenti “a due cifre” per quanto riguarda l’IRR**, anche se è evidente che in questo caso ci si rivolga prettamente al mercato delle nuove abitazioni e sia necessario prevedere in fase di progettazione l’adozione di questo paradigma.

La situazione per gli impianti da 6 kWh presenta una situazione più polarizzata, con gli interventi di **realizzazione *ex novo*** che **mostrano redditività sopra la soglia di accettabilità**, e gli **interventi in *retrofit*** che invece sono **caratterizzata da maggiori criticità**. Se si guarda al PBT, **però, sarebbe necessario anche qui arrivare a livelli di costo del 38% inferiori a quelli attuali (circa il 50% nel caso di *retrofit*)** per permettere all’investimento di rientrare prima della vita utile della batteria.

Le riduzioni di costo di investimento necessarie per riportare la situazioni entro criteri di accettabilità dal punto di vista economico appaiono essere molto spesso estremamente significative anche a paragone delle previsioni sullo sviluppo delle tecnologie. **L’impiego dei sistemi di accumulo come “riserva di energia” in ambito residenziale appare ancora lontano dalla piena sostenibilità economica**. Soprattutto con riferimento agli interventi di *retrofit*, che potrebbero giovare della base installata già esistente, non pare – salvo che nel caso di dimensioni intermedie come il 4 kWh – vi possano essere rendimenti dell’investimento tali da giustificare la diffusione di mercato

E’ dunque evidente che **le strade per lo sviluppo del mercato in ambito residenziale non possono che essere due, e per certi versi quasi “antitetiche”**:

- **una adozione che non si basi su criteri di economicità** (peraltro cosa non rara quando il decisore è l’individuo o la famiglia) e **quindi privilegi gli aspetti di innovazione tecnologica** (sui quali ad esempio puntano alcuni degli operatori di punta del mercato) **o di sostenibilità ambientale dell’investimento**
- **una adozione che passi da un nuovo paradigma di consumo elettrico** (estendendo addirittura la configurazione *full electric* vista qui con la necessità di ricarica di uno o più veicoli elettrici) **che renda la produzione distribuita e l’utilizzo efficiente (temporalmente distribuito grazie ai sistemi di accumulo) dell’energia elettrica la “chiave” attorno alla quale vengono progettati i nuovi sistemi residenziali**

Appare superfluo, eppure opportuno, sottolineare come **la seconda strada – favorita anche dalla riforma tariffaria prima citata – sia quella più desiderabile, ma indubbiamente la più “stretta”** , soggetta come è alla necessità di ripresa decisa degli investimenti nel mercato residenziale e di una maggiore e più diffusa consapevolezza delle potenzialità e delle caratteristiche dei sistemi di accumulo elettrici. **E’ la prima strada tuttavia quella che caratterizza il mercato odierno e rispetto alla quale una parte degli operatori sta costruendo** (forse correndo anche qualche rischio) **la propria *value proposition***.

Il quadro che si è dipinto in ambito residenziale spinge a fare alcune riflessioni rispetto agli altri ambiti possibili di impiego dei sistemi di accumulo come “riserva di energia”. Innanzitutto il caso dei **comparti industriali**. In questi casi, gli impianti locali di produzione di energia (fotovoltaici)

nella maggior parte dei casi – con la parziale eccezione dei primissimi Conti Energia dove era lo “spazio disponibile” a guidare la progettazione – sono stati dimensionati per massimizzare l’autoconsumo contestuale, che raggiunge picchi anche superiori all’80%. In tale contesto **il contributo aggiuntivo dei sistemi di accumulo appare essere decisamente limitato e non in grado di ripagarsi economicamente**. Con un dimensionamento ad hoc dell’impianto fotovoltaico **il livello di auto-consumo sulla produzione, già oggi, raggiunge quote oltre l’80%**; di conseguenza la parte di produzione fotovoltaica destinabile alla ricarica della batteria ammonterebbe ad una quota modesta (ad esempio il weekend a sito produttivo chiuso). Questo significherebbe un uso saltuario e discontinuo della batteria tale da rendere ancor più insostenibile l’investimento in oggetto.

Ancora più critico è il caso degli **impianti non programmabili**. Qui, se si escludono i “servizi di rete” che si tratteranno invece più avanti, **l’unico impiego dei sistemi di accumulo come “riserva di energia” può essere lo sfruttamento delle differenze di prezzo orario sul mercato dell’energia**, ipotizzando di usare gli accumuli come *time shift* della fornitura di energia al mercato. Per ottenere un *time shift* di 1 ora per un impianto da 1 MW è necessario un sistema di accumulo di capacità pari almeno a 1 MWh, con conseguenti costi di investimento nell’ordine di 700.000 €. **Se si considerano le differenze massime orarie registrate in un campione di mesi sul mercato elettrico queste non superano i 40-60 €/ MWh nei picchi**, ma tradotte in numero di «finestre» di opportunità di trading, si registrano bassissime probabilità di accadimento. **Anche in questo caso quindi è evidente come il rationale economico – per i soli impieghi di “riserva di energia” – sia decisamente di là da venire.**

I sistemi di accumulo per i “servizi di rete”

L’impiego dei sistemi di accumulo per i “servizi di rete” offre invece un quadro decisamente differente. Nell’ambito del Rapporto, **dovento fare una scelta rispetto a quali “servizi di rete” considerare si è scelto di concentrarsi sul mercato del Dispacciamento.**

Con il termine mercato del Dispacciamento in Italia si intendono tutte quelle operazioni eseguite dall’ente regolatore, o da chi viene incaricato da esso, al fine di garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Tra queste particolare rilevanza economica assume il **Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)**, dove viene acquistata e venduta l’energia necessaria a **controbilanciare ogni sbilanciamento sulla rete**. Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e **le offerte da parte di chi è in grado di fornire energia (o di ridurne la produzione) una volta accettate vengono remunerate al prezzo presentato (*pay-as-bid*)**. E’ evidente quindi come sia in capo agli operatori la valutazione della convenienza economica dell’offerta presentata e della eventuale competizione attesa sul MSD e come, in situazioni di elevata criticità o di scarsa concorrenza (si rammenti che – come sarà chiarito meglio in seguito – le offerte si devono riferire a specifiche “zone” della rete), la posizione di Terna sia di relativo svantaggio nella remunerazione del servizio.

E' inteso, e si tornerà più avanti su questo, che **le valutazioni fatte – riferendosi ad una parte e non al tutto del mercato del Dispacciamento – siano da intendersi come “conservative” rispetto alle reali potenzialità dei sistemi di accumulo.**

Il costo dei servizi di rete sul MSD è stato pari nel 2015 a oltre 1,15 miliardi di €, in calo – grazie soprattutto agli investimenti fatti da Terna sulle infrastrutture di rete – significativo rispetto agli anni 2013 e 2014. Se si considera come termine di paragone il costo dell'energia (PUN medio del 2015 pari a 52,3 €/MWh), regolare il mercato è costato l'equivalente di 22 TWh di energia. Il 2016 ha fatto però segnare una pericolosa inversione di tendenza, con il primo semestre che da solo ha comportato costi per oltre 1 miliardo di €

Nel MSD i comportamenti attraverso il quale TERNA gestisce il dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione vengono **definiti «a salire» quando compra energia** (ossia chiede agli operatori di aumentare la produzione rispetto a quanto programmato sul MGP - Mercato del Giorno Prima), **«a scendere» quando la vende** (ovvero l'operatore che l'aveva messa a disposizione sul MGP la “ricompra” da Terna in quanto non più necessaria). **Nel 2015 complessivamente sono stati transati 15 Twh (di cui il 65% a salire).** Il dato del primo semestre 2016, mostra livelli di transazioni di **10 TWh (di cui il 56% a salire)**

Al mercato del dispacciamento possono partecipare solamente gli impianti **«abilitati»**, ossia **unità di produzione o consumo che rispondono ai requisiti fissati** (in termini di potenza, tempi di risposta, variazioni di assetto, ...) **nelle regole per il dispacciamento** ai fini dell'abilitazione alla fornitura a Terna di risorse per il dispacciamento dell'energia elettrica. Le **unità abilitate (UA) ad oggi sono esclusivamente impianti programmabili.** Sono quindi **esclusi sia gli impianti alimentati a fonti rinnovabili non programmabili** (quindi eolico e fotovoltaico) **sia i sistemi di accumulo**

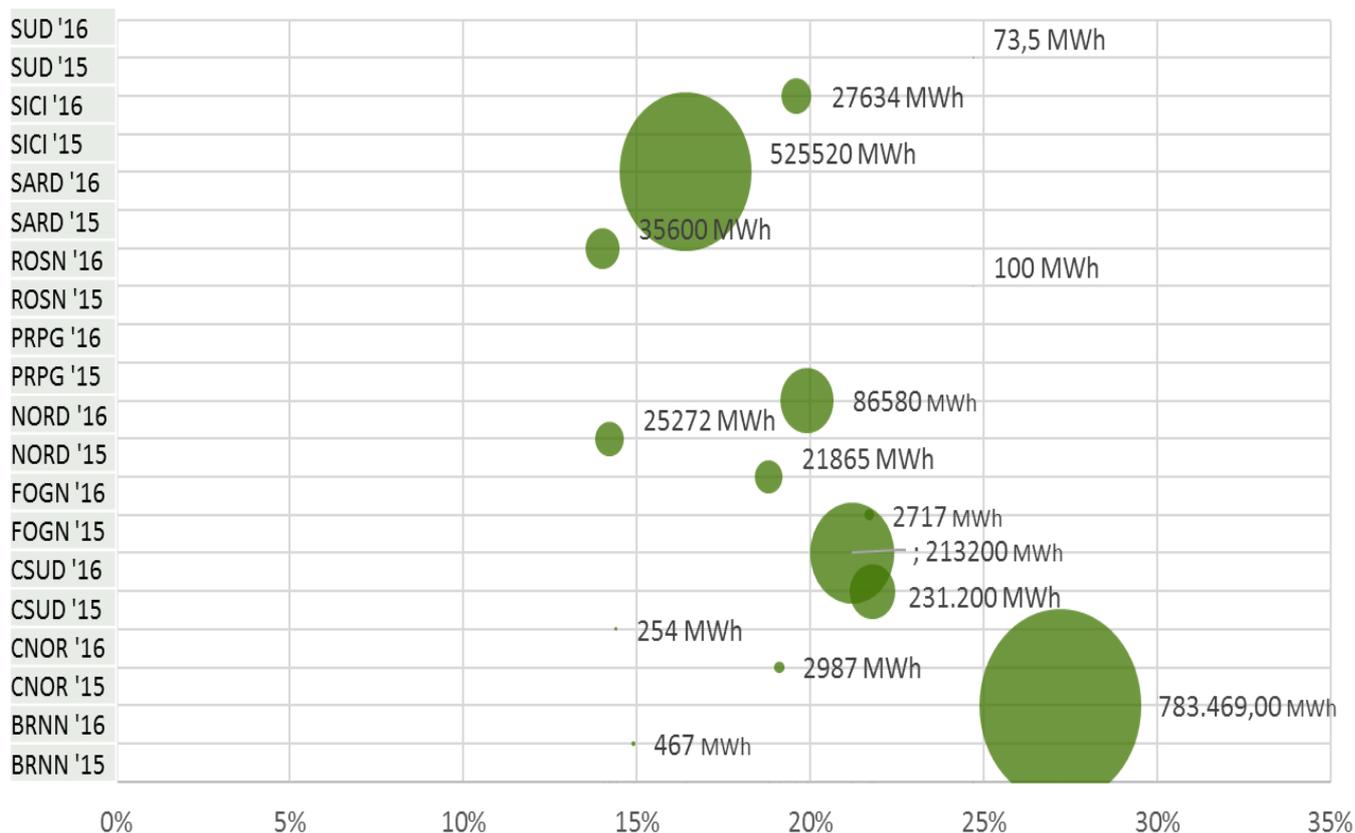
Ancora di là da venire, quindi, è l'accesso all'MSD in Italia da parte dei sistemi di accumulo, in particolare di quegli operatori (batteristi “puri” o “storage farm”) – che invece operano su analoghi mercati di altri Paesi europei, come la Germania o il Regno Unito, ai quali sono dedicati degli approfondimenti nel Rapporto – che offrono attraverso sistemi di accumulo appositamente connessi alla rete quei servizi descritti in precedenza. Questo nonostante, giova sottolinearlo, in termini di prestazioni operative, ad esempio tempo di risposta e potenza disponibile, gli accumuli elettrochimici risultino essere già oggi competitivi in questo tipo di mercati.

Le simulazioni economiche condotte per un operatore cosiddetto “Batterista Puro”, che si doti di batterie agli ioni di litio per operare sul MSD, e per le quali ovviamente si rimanda al dettaglio del Rapporto, offrono risultati estremamente interessanti. L'IRR dell'investimento nella configurazione di riferimento risulta positivo a partire da valori di prezzo dell'energia transata “a salire” di 175 €/MWh. Questa soglia è la medesima che porta il PBT, di poco superiore ai 10 anni, ossia la vita utile della batteria. Per trovare condizioni di investimento

con **IRR > 10%** è necessario salire sino a livelli di prezzo dell'energia di **275 €/MWh** che è anche la soglia di riferimento se si vuole mantenere il **PBT entro 6 anni**.

Questi **valori**, che a prima vista possono sembrare molto lontani dalla “realtà” del mercato elettrico, sono invece **non infrequenti sul MSD**. Per ogni **area geografica virtuale (sono in tutto 10)** in cui è suddiviso il MSD si è effettuata la **analisi ora per ora, giorno per giorno dei MWh transati negli anni 2015 e 2016** (dove i mesi di Novembre e Dicembre sono stati stimati tenendo conto dell'andamento mensile del MSD negli ultimi 4 anni per quanto riguarda l'energia transata, per il corrispettivo economico si è tenuto presente l'andamento annuale come da dati Terna-GME). Complessivamente quindi **si sono analizzate oltre 170.000 registrazioni di transazioni**, rispetto alle quali è stata valutata la sostenibilità economica del “Batterista Puro” considerando che questo voglia operare **esclusivamente sul MSD “a salire”**.

Il quadro dei risultati – che nel Rapporto sono dettagliati per ogni anno e per ogni singola area geografica, rappresentando quindi anche una notevole fonte di dati per gli operatori – è riportato in figura.



La somma dell'energia transabile in maniera economicamente sostenibile per un "Batterista Puro" nel 2015 è pari a 95.168 MWh e le aree geografiche di possibile insediamento sono 7 su un totale di 10. La situazione ovviamente si modifica in meglio se si prende a riferimento il 2016, con la quota di energia che sale a 1.694.122 MWh (+ 1.680%) e 8 aree di possibile

insediamento. In questo senso è evidente un “Batterista Puro” avrebbe potuto beneficiare – ma forse anche mitigare – il “nervosismo” del mercato.

Gli IRR, rammentando che la soglia di sostenibilità è stata fissata al 10%, hanno **valori che variano tra il 15%, della zona di Rossano tenendo conto dell’andamento del MSD 2016, e il 27% della zona di Brindisi sempre nel 2016.** Nell’anno 2015 il range minimo-massimo è invece rappresentato dal 14,2% di Nord e dal 27,2% di Brindisi.

Un potenziale quindi estremamente significativo che cresce ulteriormente se si considerano i valori attesi di costo delle batterie al litio. Applicando infatti – come mero esercizio di scenario – ai dati del MSD del 2015 le condizioni di costo delle batterie al litio al 2025 – **la quantità di energia transabile passi da 95.168 MWh a 431.905 MWh (+ 4,5 volte), con tutte le aree geografiche (ad eccezione della comunque piccola Priolo Gargallo) potenzialmente sede di investimenti.**

La opportunità per l’impiego di sistemi di accumulo nel nostro Paese come fornitori di “servizi di rete” sono quindi evidenti, non solo nel 2016 (dove le tensioni sul MSD hanno creato spesso condizioni di prezzo decisamente “fuori mercato”) ma anche nel 2015, che invece è il risultato di un percorso virtuoso di riduzione dei costi del MSD.

Se si aggiungono le attese riduzioni di costo di investimento per i sistemi di accumulo ed il fatto che il mercato del Dispacciamento sia in realtà molto più ampio del “solo” MSD (come anche dimostrato dai casi di altri Paesi riportati in questo Capitolo) ci si rende conto di come le possibilità siano già oggi più che concrete. Non è un caso che le zone con il potenziale maggiore siano quelle meridionali, dove maggiore è la presenza di impianti rinnovabili non programmabili e dove storicamente più critica è la condizione della domanda e della offerta di energia.

E’ possibile pensare ad un **nuovo paradigma di gestione delle rete nazionale che tenga in considerazione i sistemi di accumulo** come strumento chiave, soprattutto in congiunzione con il contributo delle rinnovabili non programmabili? E’ possibile vedere nei sistemi di accumulo delle **alternative – da valutare economicamente e nell’impatto complessivo – ad investimenti infrastrutturali nella rete?** La risposta che i dati lasciano supporre è ovviamente positiva.

Il potenziale di mercato in Italia per i sistemi di accumulo

Usando la **medesima distinzione tra impieghi** vista sino ad ora, è stato poi possibile **stimare il potenziale di mercato in Italia per i sistemi di accumulo da qui al 2025.**

Innanzitutto si è stimato **il potenziale di mercato dei sistemi di accumulo come riserva di energia** come costituito da **3 componenti chiave**:

- **le nuove realizzazioni residenziali**, in particolare quelle **sviluppate secondo il paradigma full electric**, ossia l'accoppiamento di sistemi di produzione localizzati (fotovoltaico), sistemi di accumulo ed utenze esclusivamente elettriche per soddisfare i fabbisogni energetici della famiglia (inclusa l'eventuale mobilità);
- **le realizzazioni residenziali in retrofit su impianti esistenti**, dove l'impiego dei sistemi di accumulo è in accoppiamento ad impianti di produzione di energia localizzati esistenti ed è quindi richiesto l'adeguamento dell'impianto con la sostituzione dell'inverter;
- **le realizzazioni non residenziali**, per *prosumer* commerciali o industriali o nei casi di impianti *stand alone* di produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili.

La tabella riposta le **ipotesi di propensione all'adozione** per ciascuna delle componenti sopra identificate.

Componente	Sostenibilità economica dell'investimento in sistemi di accumulo	Propensione all'adozione dei sistemi di accumulo (% del mercato teorico penetrabile)
Residenziale nuovo	La redditività dell'investimento è accettabile solo nelle condizioni full electric e per livelli di costo delle batterie in riduzione del 25%-30% rispetto ai costi attuali	10%-15% (considerando la ridotta diffusione attuale dei sistemi full electric e che il livello di costo identificato non sarà raggiunto prima del 2020)
Residenziale in retrofit	La redditività dell'investimento risulta accettabile solo per livelli di costo delle batterie in riduzione del 40%-45% rispetto ai costi attuali, condizione quindi sostanzialmente irrealizzabile nell'orizzonte di tempo considerato.	5%-10% (considerando comunque che l'adozione da parte del cliente residenziale non è soggetta esclusivamente a valutazioni economiche)
Non Residenziale	La redditività dell'investimento risulta non accettabile lungo tutto l'orizzonte considerato ed in qualsiasi condizione di costo delle batterie	0% (considerando l'adozione in questi casi soggetta esclusivamente a valutazioni economiche)

Come conseguenza diretta di quanto visto sopra, **il mercato potenziale dei sistemi di accumulo come "riserva di energia" da qui al 2025 può essere stimato in 150 milioni di €, di cui il 50% relativo ai sistemi ex novo (con oltre 25.000 realizzazioni)** ed il restante 50% al *retrofit* (pari a circa 21.000 realizzazioni). **Il valore è dunque interessante anche se complessivamente si raggiunge solo tra il 15%-20% del totale della base installata al 2025 di impianti residenziali di produzione di energia localizzati** (fotovoltaici) e non si prevede alcuna penetrazione del mercato non residenziale.

Non pare invece esserci un mercato di una qualche significatività nel caso delle utenze non residenziali. Infatti, in questi casi come discusso in precedenza, da un lato, **la progettazione dell'impianto di produzione di energia è stata nella maggior parte di casi pensata per massimizzare ex ante il consumo di energia contestuale** e, dall'altro lato, negli impianti *stand alone* è invece **troppo poco rilevante economicamente il beneficio dall'effetto di time shift o di continuità della produzione** che potrebbe essere garantito dai sistemi di accumulo.

Per quanto riguarda invece **il potenziale dei sistemi di accumulo per i "servizi di rete"** si è ritenuto **opportuno considerare i valori di prezzo sul MSD registrati nel 2015** (e non considerando quindi l'effetto distorsivo rispetto al trend del 2016) e riportare due scenari:

- **uno scenario conservativo, dove l'ingresso (ed il conseguente dimensionamento) del "Batterista Puro" avvenga solo per operare in condizioni di prezzo dell'energia transata a "salire" superiori a 275 €/MWh**
- **uno scenario espansivo, dove l'ingresso (ed il conseguente dimensionamento) del "Batterista Puro" avvenga per operare in condizioni di prezzo dell'energia transata a "salire" superiori a 175 €/MWh, ossia in modo molto più organico al funzionamento del mercato**

Il mercato potenziale dei sistemi di accumulo nei "servizi di rete" da qui al 2025 può essere stimato in circa 90 milioni di € nello scenario conservativo e sino a 420 milioni di € nello scenario espansivo, che ha peraltro maggiori possibilità di accadimento. Complessivamente quindi si tratta di un **mercato potenziale grande sino a quasi 3 volte quello degli impieghi come "riserva di energia"**.

Se si considera che **questo mercato di fatto oggi non esiste, giacchè i sistemi di accumulo non sono ammessi ad operarvi**, e che la stima fatta è conservativa in quanto considera solo un parte del mercato del Dispacciamento (in particolare il MSD "a salire"), **ci si rende conto della rilevanza delle decisioni assunte o da assumere in merito.**

Se è poi vero che l'aumento della competizione (come al contrario ha dimostrato l'andamento nel mercato del 2016) **porta a ridurre il costo del Dispacciamento è ragionevole assumere un effetto "a cascata" dell'ingresso dei sistemi di accumulo.** Se si ipotizza che i sistemi di accumulo entrati sul MSD permettano almeno di tagliare i picchi di prezzo dell'energia transata "a salire", **i benefici per il Sistema Paese** (rappresentato in questo caso da Terna che si accolla gli oneri del Dispacciamento) **potrebbero essere quantificabili in 321 milioni di €.** **Un valore che da solo sarebbe equivalso al 29% del MSD 2015** e che corrisponderebbe (essendo però un risparmio annuale) all'**installazione di 230 MW di sistemi di accumulo.**

Il mercato dei sistemi di accumulo nel nostro Paese è di fronte ad un bivio:

- **restare un mercato tutto sommato di nicchia**, rivolto quasi **esclusivamente ai clienti residenziali** e con una spinta fondamentale che non è quella economica, ma la “moda” o l’attenzione all’ambiente da parte del cliente finale
- **divenire un mercato organico al sistema di generazione dell’energia** (come peraltro già accade in altri Paesi europei), ampliando i propri confini al mondo delle imprese e permettendo **la nascita di operatori specializzati** che possano sfruttare i sistemi di accumulo per partecipare attivamente al mercato. In questo secondo caso – come visto nel Capitolo 4 – **anche per gli impianti rinnovabili utility scale l’adozione di sistemi di accumulo troverebbe dei razionali economici convincenti**, con numeri quindi anche maggiori di quelli qui riportati nello scenario espansivo

Gli operatori specialistici dei sistemi di accumulo, il sistema imprenditoriale dell’energia e soprattutto il regolatore hanno l’arduo compito oggi di decidere quale strada intraprendere.

Davide Chiaroni
Responsabile della Ricerca



Federico Frattini
Responsabile della Ricerca



Damiano Cavallaro
Project Manager

