

1 - INTRODUZIONE ED EXECUTIVE SUMMARY

Continua la crescita tumultuosa del mercato mondiale delle rinnovabili che nel 2016 dovrebbe quasi certamente superare la soglia dei 2.000 GW di capacità installata. Non c'è area del globo o tecnologia che non sia interessata da questo fenomeno, che da alcuni anni spesso procede in assenza di incentivi.

Tale dinamica ha reso necessario un ripensamento del modello di rete elettrica per la gestione della ingente produzione non programmabile di eolico e fotovoltaico, cioè le due tecnologie che più si stanno sviluppando al mondo.

Se nel passato la sfida del bilanciamento è stata affrontata grazie allo sviluppo di impianti a pompaggio e con il potenziamento delle linee di trasmissione e distribuzione, oggi ciò non basta più: sono necessarie tecnologie che gestiscano i carichi e i flussi in modo molto più rapido del passato (< 1 secondo) e che siano anche rapidamente installabili.

Ecco perché l'edizione 2016 del Rapporto dell'Osservatorio – di seguito: Rapporto OIR 2016 - si concentra sul tema degli accumuli elettrici (SdA) – in particolare delle batterie – e della loro interazione con le reti e gli impianti di generazione.

Si tratta di un tema emergente e di frontiera, che abbiamo deciso di affrontare seguendo un *fil rouge* che, con riguardo ai vari Capitoli, risponde alle seguenti domande:

- Capitolo 2. Che cosa si intende quando parliamo di SdA? Quali sono le tecnologie emergenti e dominanti? Quali le loro caratteristiche salienti? Quando costano?
- Capitolo 3. Chiarito il punto di cui sopra, occorre mettere a fuoco i potenziali benefici: quali servizi possono fornire i SdA alle varie componenti dei sistemi elettrici? Cosa alle reti? Cosa agli impianti di generazione e agli utenti finali?
- Capitolo 4. Come i governi nazionali stanno affrontando il tema? Quale ruolo attuale e prospettico della legislazione e della regolazione nei servizi discussi nel Capitolo 3?
- Capitolo 5. In un quadro relativamente dinamico delle tecnologie e delle regolazione, come sta reagendo il mercato? Chi sta investendo di più? E in quale direzione? Quali sono le prospettive per il futuro?
- Capitolo 6. Esso risponde alle domande di cui sopra con particolare riferimento all'Italia.

Il Rapporto si conclude con la descrizione di 10 business case di particolare rilevanza a livello globale.

Di seguito una sintesi dei principali punti emersi nel Rapporto.

STATUS DELL'ARTE TECNOLOGICO E PROSPETTIVE

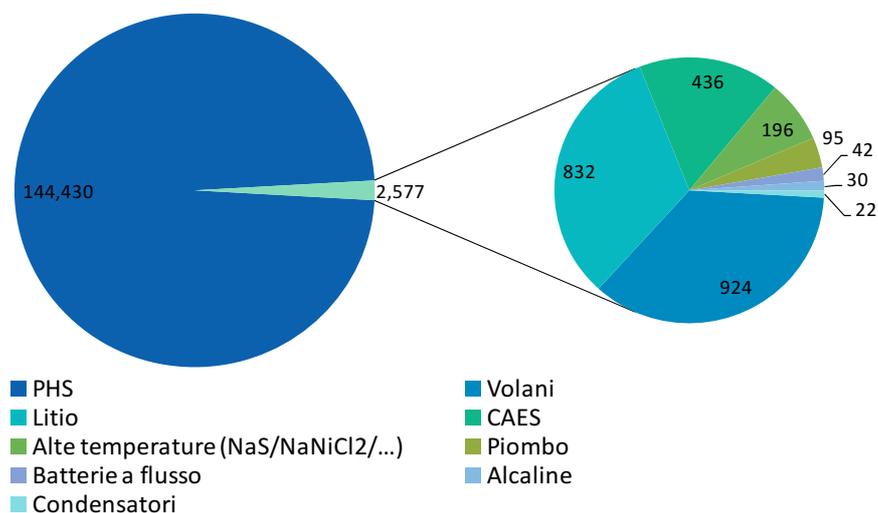
Il Capitolo 2 del Rapporto OIR 2016 analizza le diverse e più diffuse tecnologie di accumulo energetico. Considerato lo scopo dello Studio, si è concentrata l'attenzione sui SdA di tipo meccanico, elettrochimico ed elettromagnetico. Tuttavia, particolare rilievo è stato dato all'esame delle tecnologie elettrochimiche.

La prima parte del Capitolo 2 offre una panoramica delle principali caratteristiche delle tecnologie di accumulo, suddivise in:

- SdA elettrochimico: batterie al piombo acido, batterie agli ioni di litio, batterie ad alte temperature (sodio-zolfo, sodio cloruri di nichel, ZEBRA), batterie alcaline (nichel-cadmio, nichel-idruri metallici) e batterie a flusso (Vanadio-Redox);
- SdA elettromagnetico: supercondensatori (supercapacitors), superconduttori (SMES);
- SdA meccanico: pompaggio idroelettrico, sistemi ad aria compressa (CAES), volani (flywheel).

Il punto di partenza è la presa d'atto, confermata dal DoE¹ (Figura 1) che oggi la capacità installata a livello globale è dominata dai pompaggi idroelettrici (PHS) con una quota del 98% dei SdA attualmente operativi.

Figura 1 - Capacità installata globale dei sistemi di accumulo elettrico, Maggio 2016 (MW)



Fonte: DoE

Ma quali le soluzioni alternative? Nella seconda parte del Capitolo 2 si sono confrontate le diverse tecnologie di SdA in base alle loro caratteristiche specifiche e in particolare: energia e potenza specifica, vita ciclica, durata accumulo, tempo di risposta, efficienza e tasso di auto-scarica: Dall'analisi emerge la più o meno elevata applicabilità ai servizi che possono essere richiesti dal sistema elettrico; la Figura 2 riassume le considerazioni sopra espone e quelle più ampie e articolate sviluppate nel Capitolo.

¹ <http://www.energystorageexchange.org/> Le cifre si riferiscono esclusivamente agli impianti operativi. Il database può non considerare tutti i progetti di piccola taglia e domestici, quindi può sottostimare la capacità installata delle batterie. Tuttavia la predominanza del PHS è evidente.

Figura 2 - Adeguatezza delle diverse tecnologie di accumulo a svolgere deter-

SERVIZIO	PHS	CAES	NaS	NaNiCl	Li-ion	NiCd	NiMH	Pb-acido	Redox	Volani	SC/SMES
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento degli investimenti di rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico (Black-start)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Adatta al servizio
 ● Meno adatta di altre al servizio
 ● Non adatta al servizio

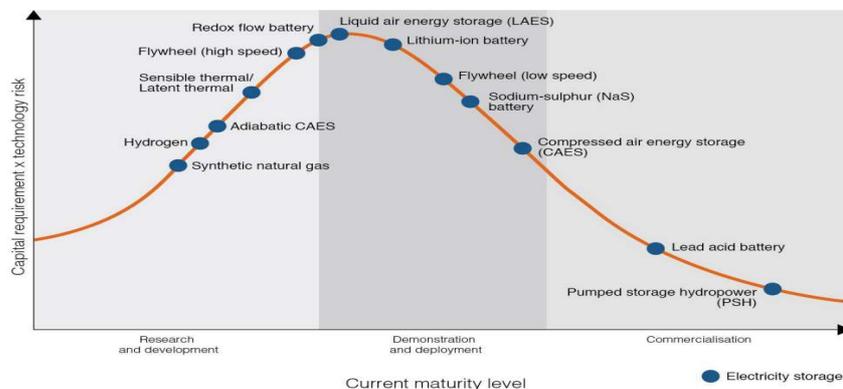
minati servizi

Fonte: RSE

Altri aspetti rilevanti delle tecnologie in esame sono il grado di maturità nel senso della applicazione tecnologica e il livello di diffusione raggiunto (si veda la Figura 3); ciò si riallaccia alle possibilità di futuri sviluppi sul lato delle performance e dei costi e, in ultima analisi, dal punto di vista del successo commerciale.

I pompaggi idroelettrici e gli accumuli ad aria compressa sono le soluzioni più mature, insieme ad alcune tecnologie al piombo-acido seguite dalle batterie NaS. Altre tecnologie pagano un premio per il rischio dovuto ai loro bassi livelli di sviluppo commerciale. Circa le batterie al Litio, esistono diverse tecnologie sviluppate e in fase di sviluppo (come Litio-ossido di Cobalto, Litio Nickel Manganese Cobalto, Litio-ossido di Manganese e molte altre).

Figura 3 - Maturità delle tecnologie di accumulo, 2016



Fonte: WEC

Grande rilevanza nella valutazione delle diverse tecnologie di storage è il loro costo. Nello studio si registra, contestualmente al calo dei prezzi, la diffusa convinzione che il mercato delle batterie mostrerà una dinamica simile a quella del fotovoltaico degli ultimi anni nel senso del calo dei prezzi parallelo allo sviluppo della domanda. Già sono stati raggiunti notevoli progressi in chimica e nelle tecnologie delle batterie e questo ha comportato il miglioramento delle performance e la conseguente notevole, seppur non ancora sufficiente, riduzione dei costi. Nel Capitolo vengono inoltre elaborati i concetti di “costo specifico di investimento” e di “Levelized Cost of Storage – LCOS”, concetti di rilevanza assoluta nella valutazione delle diverse tecnologie.

FER E ACCUMULI: LE CONFIGURAZIONI E I SERVIZI EROGABILI

I SdA elettrochimici, dunque, si stanno affermando come strumenti versatile e efficace per rispondere alle nuove esigenze dei sistemi elettrici generati dalla diffusione degli impianti alimentati da FER e della generazione distribuita.

Le configurazioni e i relativi servizi erogabili possono suddividersi in tre macro-categorie:

1 – SdA accoppiati a impianti di generazione. L'utilizzo dei SdA abbinati a impianti di produzione da varie fonti è un tema declinabile in varie forme.

La prima è l'unione a impianti di produzione da fonte fossile: qui lo storage migliora le prestazioni dinamiche dell'impianto (gradienti di presa e rilascio di carico, tempi di avviamento, ecc), riduce gli sbilanciamenti o fornisce servizi di rete, sostituendosi in parte all'impianto tradizionale;

La seconda forma è costituita da SdA e impianti da FRNP (Fonti Rinnovabili Non Programmabili): in questo caso i SdA servono: per differire temporalmente l'immissione in rete; in risposta a ordini di dispacciamento esterno; per ridurre gli sbilanciamenti; o per erogare servizi di rete senza incidere sull'esercizio dell'impianto. Tale utilizzo è peraltro già sancito in alcuni interventi legislativi².

Infine, i SdA possono essere introdotti in impianti di generazione a servizio di piccoli gruppi di utenze, senza connessione con la rete esterna o con una disponibilità poco affidabile della stessa. In questo caso i SdA possono migliorare l'affidabilità della fornitura, rendere più efficiente l'uso della generazione esistente e favorire la penetrazione delle fonti rinnovabili.

2 - Accumuli allacciati alla rete di trasmissione o distribuzione.

L'interesse da parte dei TSO e DSO ai SdA è in relazione alle seguenti funzioni:

- Risoluzione delle congestioni di rete: i SdA possono accumulare energia nei periodi di elevata produzione da FRNP in zone con basso carico e rete debole, evitando l'insorgere di congestioni e la necessità di intervenire sull'assetto topologico di rete o di modulare la produzione.
- Funzione di "peak shaving": i SdA possono livellare i picchi di consumo immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno (quando gli impianti di generazione sono costretti a operare in assetti meno efficienti) e rilasciandola nei periodi di fabbisogno più alto evitando il ricorso ad impianti di punta di minore affidabilità e con maggiori costi variabili;
- Approvvigionamento di riserva per il sistema elettrico: i SdA sono in grado di contribuire in modo particolarmente efficiente al soddisfacimento del fabbisogno di riserva del sistema elettrico a seguito di contingenze

² Ad esempio il DM V Conto Energia stabilisce al comma 1 dell'articolo 11 che "Al fine di assicurare lo sviluppo del fotovoltaico con modalità compatibili con la sicurezza del sistema elettrico, l'AEEG, assicurando il coordinamento con i provvedimenti di pari finalità inerenti le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico nonché con le misure di cui agli articoli 17 e 18 del decreto legislativo n.28 del 2011, provvede a definire:

a)

b)

c) Le modalità con le quali i soggetti responsabili possono utilizzare dispositivi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia prodotta, nonché per immagazzinare la produzione degli impianti nei casi in cui, a seguito dell'attuazione di quanto previsto alla lettera precedente, siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza;

d) Le modalità con le quali i gestori di rete possono mettere a disposizione dei singoli soggetti responsabili, eventualmente in alternativa alla soluzione precedente, capacità di accumulo presso cabine primarie"

che ne impongano l'utilizzo. Grazie ai tempi di prelievo o immissione di energia in rete particolarmente rapidi, i SdA rappresentano la risorsa più efficiente per il servizio di riserva e possono essere integrati nel sistema di difesa del sistema;

- Fornitura di capacità di regolazione primaria di frequenza e di riserva di bilanciamento: i SdA possono fornire regolazione primaria di frequenza con prestazioni superiori a quelle degli impianti tradizionali. Inoltre i SdA si prestano a fornire riserva di bilanciamento in quanto riescono a rispondere molto velocemente rispetto alla maggior parte degli impianti di generazione alla necessità di variare immissione o prelievo di energia. Tali esigenze di bilanciamento rapido sono particolarmente importanti per fronteggiare l'intermittenza di immissione caratteristica della produzione eolica e le rampe di carico delle ore serali accentuate dallo spegnimento degli impianti fotovoltaici.

3 – Accumuli per autoconsumo. Questa categoria comprende i SdA installati presso utenze residenziali, commerciali e industriali per ottimizzare il consumo di elettricità prodotta da impianti di generazione distribuita (sia fossile sia rinnovabile) installati presso gli utenti. Tale configurazione, con gli opportuni accorgimenti tecnici, già oggi rende possibile il completo distacco dalla rete. L'utilizzo dei SdA negli impianti non connessi ad una rete esterna prevalente (o con connessione non affidabile e permanente) è ben noto poiché ad esempio è la miglior risposta tecnico-economica al problema di alimentare piccole utenze elettriche attraverso impianti da fonte rinnovabile. Si pensi ad esempio alle baite o ai rifugi in montagna o all'alimentazione di alcuni servizi per le imbarcazioni.

Nei PVS spesso i SdA off-grid si inseriscono come elemento di flessibilità, migliorando la gestione complessiva di piccole reti locali costruite per l'elettrificazione di villaggi. Si tratta delle cosiddette centrali ibride (FER, diesel e accumuli), di cui un esempio è l'impianto di Ollague, realizzata da Enel Green Power in Cile³.

ENERGY STORAGE: QUADRO REGOLATORIO GLOBALE ED EUROPEO

Per quanto si di grande interesse per il future, il settore dei SdA continua a trovare ingenti ostacoli normativi ad un suo pieno sviluppo. Varie le motivazioni; da un lato, a causa della sostanziale inerzia dei legislatori nazionali, molto prudenti nell'intervenire su una materia in costante evoluzione tecnologica; dall'altra, vi sono ancora forti resistenze dei fautori del modello energetico storico, che ha iniziato da poco ad approcciare il tema della generazione distribuita (GD).

Le funzionalità offerte da tali impianti oltre alla citata varietà di soluzioni tecnologiche possibili hanno finora disincentivato molti legislatori nazionali dall'adottare una regolamentazione dettagliata intervenendo in misura significativamente diversa tra un paese e l'altro, con incentivi fiscali e finanziari. In particolare, dalla nostra analisi emerge chiaramente l'assenza, nella grande maggioranza dei paesi, addirittura di una definizione normativa dei SdA.

La disomogeneità tecnologica, oltre che le dinamiche evolutive non sempre prevedibili, richiedono interventi complessi dei policy maker: da un lato, è necessario un approccio neutrale, in grado di catturare tutte le funzionalità che le diverse tecnologie esistenti sul mercato possono offrire; dall'altro lato, appaiono utili consistenti sostegni economici alla ricerca e sviluppo (in parti-

³ http://www.enelgreenpower.com/it-IT/plants/ongoing_projects/chile/chile_ollague/

colare ai c.d. progetti-pilota), ove possibile anche a livello sovra-nazionale (si pensi, ad esempio, per l'Unione Europea al programma Horizon 2020).

La medesima disomogeneità tecnologica, inoltre, richiede interventi legislativi diretti alla creazione e regolazione di nuovi mercati, specificamente dedicati ai diversi servizi ancillari che le varie tecnologie potranno offrire. Questo è certamente il caso dei servizi c.d. di *voltage control* e *black-start* che – fatta salva la significativa eccezione del Regno Unito – certamente non godono ad oggi di un market-design adeguato.

Se le criticità normative appaiono diffuse su larga scala, non altrettanto si può dire delle best practice che riguardano soltanto pochi Paesi - ma comunque significativi per volumi e apporto tecnologico.

Il caso della California. Dalla nostra analisi svetta sicuramente lo stato di avanzamento della California, che ha mostrato di avere una visione di lungo periodo sull'integrazione degli impianti di storage, prevedendo una roadmap dedicata con specifici target per le utility. Recentemente, inoltre, lo stato americano rimosso una serie di barriere al settore con l'adozione dei provvedimenti denominati Order 755, 784 e 1000, ed emessi dalla Commissione Federale (FERC). Questi ultimi, sono intervenuti in particolare sulla competitività del mercato dei servizi ancillari dal lato della trasmissione e della distribuzione.

La Germania e gli impianti di piccola taglia. Nella prospettiva del consumo finale, invece, resta significativo l'apporto finanziario offerto dallo Stato tedesco che ha previsto programmi di incentivo e prestiti finanziari agevolati sia dal lato della domanda che dal lato della generazione di piccolo taglio; va segnalata anche l'importante iniziativa denominata *Förderinitiative Energiespeicher*, programma di finanziamento dedicato espressamente alla ricerca e sviluppo nel settore.

La transizione energetica del Giappone e della Cina. Degne di nota, infine, sono le esperienze giapponese e cinese. Il governo nipponico, che oltre agli interventi finanziari in supporto a specifiche tecnologie (in particolare batterie al Litio), ha creato una commissione, nel Ministero dell'Economia, incaricata di svolgere un'attività di monitoraggio costante sull'evoluzione economica e giuridica del settore, analizzandolo su scala globale. La fase di transizione del Paese - impegnato, dopo Fukushima, nell'abbandono della produzione nucleare - è il contesto ideale per valorizzare simultaneamente le politiche di incentivo per le FER e il ruolo dei sistemi di accumulo. Le autorità giapponesi, infatti, hanno colto la necessità di affiancare alla diffusione di impianti FER, infrastrutture di stoccaggio in grado di contenerne le oscillazioni produttive, sino a prevedere normativamente, come avvenuto in alcune regioni di ridotta estensione geografica (tra cui l'Hokkaido), l'obbligo di abbinare lo storage ad impianti fotovoltaici che superino una determinata capacità produttiva.

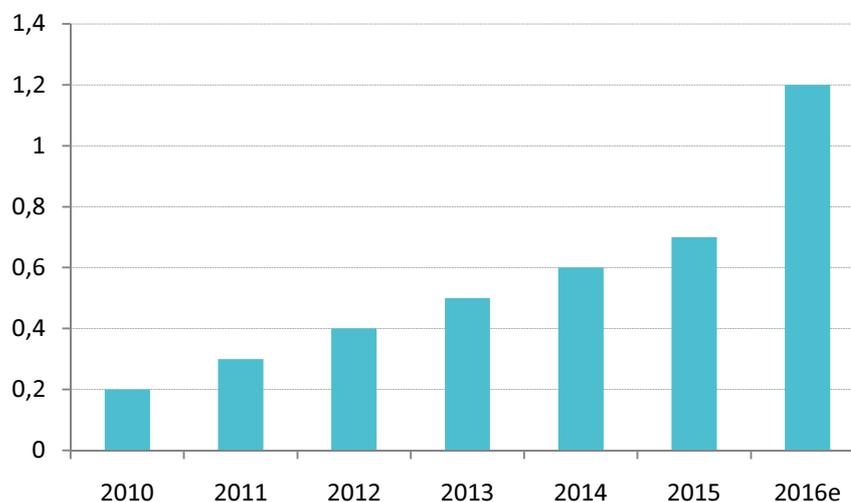
In Cina, i significativi interventi pubblici a favore delle FER hanno portato il Paese tra i leader mondiali per produzione rinnovabile. Nel 2015, gli investimenti nelle FER si sono attestati a 103 miliardi di Euro, cioè più di un terzo degli investimenti globali (286 miliardi di Euro). In questo quadro, visti anche gli ambiziosi target introdotti dalle autorità cinesi (150 GW di eolico al 2020 e 70 GW di fotovoltaico al 2017), le tecnologie di accumulo sono una risorsa essenziale per una efficace riduzione della produzione fossile e sono state poste al centro del progetto di implementazione degli impianti di trasmissione ideato dal Governo cinese. Tale intento è ampiamente comprovato dai documenti di policy emanati nell'ultimo biennio dalle istituzioni cinesi e dalle associazioni di categoria. Ad esempio, la China Energy Storage Alliance (CNESA) prevede che il Paese raggiungerà entro il 2020 una capacità complessiva di stoccaggio di 67 GW, mentre ad oggi i SdA installati hanno una capacità inferiore a 100 MW. Tuttavia, nessuna misura finanziaria è stata

specificamente rivolta al settore degli accumuli - come avvenuto invece in altri paesi asiatici, quali il Giappone - ma il sostegno al settore è avvenuto in via indiretta, nell'ambito di iniziative a più ampio spettro come quelle dedicate alla generazione fotovoltaica distribuita e alle micro-reti. Benché quindi l'approccio sia stato per così dire generalista, le misure già adottate sembrano garantire significative prospettive di crescita del mercato sia per il 2016 che per gli anni successivi.

IL MERCATO MONDIALE DEI SDA

Le dinamiche descritte (costo decrescente, incentivi, cambio di regolazione nel mercato elettrico, ecc.) hanno portato a un crescente numero di installazioni nel corso degli anni. Nel 2016, come esposto in Figura 4, dovrebbe raggiungersi il record con un +500 MW rispetto al 2015 e una capacità globale di 1,2 GW. Certo, siamo ancora molto lontani dai valori dei pompaggi ma, come vedremo, le prospettive sembrano promettenti.

Figura 4 – Batterie: capacità installata nel mondo, MW



FONTE: Agici, DOE.

Ad aprile 2016 i primi cinque paesi per progetti di SdA annunciati/formalizzati sono Stati Uniti, Germania, Giappone, Italia e Filippine.

Negli USA sono pianificati ben 159 impianti per una potenza complessiva di 562 MW; la potenza media non è particolarmente elevata attestandosi attorno ai 3 MW. Qui, oltre alle batterie allacciate alla rete per gestire le FER e agli accumuli residenziali, si prevede una crescita importante anche delle mini/micro-grid presso basi militari, università e zone soggette a calamità naturali.

La Germania sta puntando invece su pochi impianti ma di grande taglia da installare lungo le dorsali delle reti per far fronte ai grandi impianti eolici i quali si stanno concentrando sempre più a Nord a causa dell'esplosione dell'offshore nel Mare del Nord (oltre che in Germania anche nei paesi ad essa interconnessi quali Danimarca, Olanda e Belgio). In aggiunta, il Governo tedesco ha lanciato un piano di incentivi per accumuli dedicati all'autoconsumo residenziale. Secondo gli ultimi dati disponibili (inizio 2015) circa 15.000 batterie per l'autoconsumo residenziale sono state vendute; secondo le stime del Governo tale valore dovrebbe salire a 100.000 nel 2018 (vendite annuali).

Il Giappone sta seguendo la politica della Germania: poche batterie, di grande taglia allo scopo di gestire in grandi impianti FER.

Nelle **Filippine** sono in progetto due impianti di grande taglia. Uno da 10 MW sarà installato dall'americana AES a Zambales, a nord di Manila, abbinato alla centrale a carbone di Masinloc (600 MW). Il secondo, promosso da National Grid Corporation of the Philippines, è da 40 MW e sorgerà a Negros, isola di 4 milioni di abitanti nell'arcipelago di Visayas. Tale arcipelago ha un sistema di trasmissione indipendente alimentato dalle centrali geotermiche locali e dagli impianti di incenerimento degli scarti della lavorazione dello zucchero.

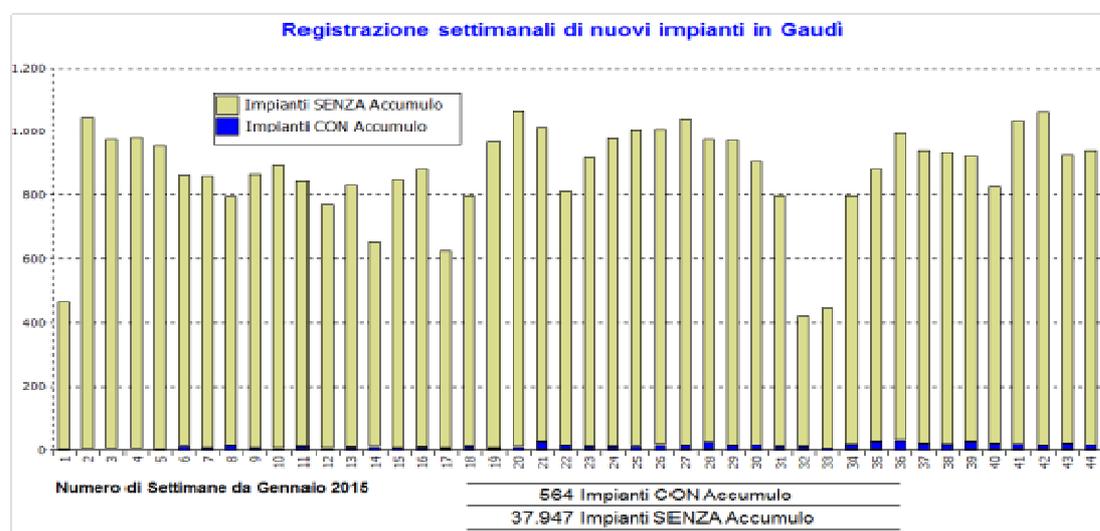
I progetti italiani sono esaminati in un capitolo ad essi dedicato i cui elementi salienti sono di seguito esposti.

RINNOVABILI E ACCUMULI IN ITALIA

Circa gli **impianti di generazione**, una stima della fase iniziale di diffusione dei SdA è in Figura 5, dove si evidenzia come su poco meno di 38.000 nuovi impianti di produzione registrati sul sistema GAUDI' di Terna tra gennaio e novembre 2015, quasi 600 sono caratterizzati dalla presenza di SdA.

La recente normativa sui SEU dovrebbe spingere lo sviluppo degli accumuli abbinati ad impianti di piccola taglia; per i SdA accoppiati a centrali di grande taglia, non essendoci una regolazione dedicata, non si sono registrati significativi movimenti e i progetti sono congelati in attesa dei sopraccitati mutamenti.

Figura 5 – Andamento delle registrazioni settimanali in GAUDI' da gennaio a novembre 2015



Fonte: Terna

Passando alla **rete di trasmissione**, la prima valutazione effettuata nel 2011 da Terna circa le esigenze di SdA consisteva in una capacità complessiva di circa 130 MW, con un beneficio stimato di 230 GWh di evitata modulazione di energia da FER e di 410 GWh di evitato approvvigionamento di riserva sul MSD. La capacità necessaria è salita poi nel Piano di Sviluppo 2012 a 240 MW. In risposta alle istanze di Terna, l'AEEGSI ha definito una

procedura per la selezione di progetti pilota relativi a SdA⁴, da ammettere al trattamento incentivante previsto dal TIT⁵.

L'opinione di AEEGSI è che la fase di sperimentazione, funzionale ad acquisire le informazioni necessarie sui SdA contenendo però i costi della sperimentazione stessa, posti a carico del sistema, debba precedere l'applicazione estensiva dei SdA. L'esito della procedura di selezione si è concretizzato nell'approvazione di 35 MW di SdA "Energy Intensive"⁶ e 40 MW di SdA "Power Intensive"⁷, per un costo di investimento di circa 300 milioni di euro, con le caratteristiche tecniche ed applicative mostrate in Figura

Figura 6 – Piano di installazione in sistemi di accumulo di Terna

Capex totale 300 Mln€ (75 MW di ESSs)	Energy Intensive (35 MW) (*) Piano di Sviluppo 2011	Power Intensive (40 MW) Piano di Difesa 2012
Applicazioni previste	<ul style="list-style-type: none"> • Riduzione delle congestioni di rete; • Incremento riserva primaria; • Incremento riserva terziaria; • Regolazione primaria di frequenza • Regolazione secondaria potenza/frequenza • Supporto alla regolazione di tensione; 	<ul style="list-style-type: none"> • Integrazione ottima delle risorse per la regolazione primaria di frequenza • Incremento della riserva primaria • Incremento dell'inerzia del Sistema Elettrico sulle Isole • Supporto alla regolazione di tensione • Supporto alla gestione ottimizzata delle FRNP
Requisiti tecnici richiesti alle Unità di Accumulo	<ul style="list-style-type: none"> • Rapporto Energia / Potenza nominale ≥ 7 MWh/MW; • AC roundtrip efficiency $\geq 75\%$; • Response time < 1 secondo 	<ul style="list-style-type: none"> • Rapporto Energia / Potenza nominale ≤ 1 • AC Roundtrip Efficiency $> 85\%$ • Regolazione di frequenza ultra-rapida: ~ 200 ms

(*): Approvati dal MiSE 35 MW su circa 240 MW complessivi previsti da Piano di Sviluppo Terna 2011 e 2012

Fonte: Terna

Le installazioni "Energy Intensive" impiegano batterie NaS e sono così dislocate:

- Impianto di Ginestra degli Schiavoni da 12 MW, sulla direttrice a 150 kV Campobasso-Celle San Vito, entrato in servizio nel dicembre

⁴ AEEGSI, Deliberazione 288/2012/R/EEL, "Procedura e criteri di selezione dei progetti pilota relativi a sistemi di accumulo ammessi al trattamento incentivante", 12 luglio 2012.

AEEGSI, Determina 8/2012, "Presentazione delle istanze di ammissione dei progetti pilota relativi ai sistemi di accumulo al trattamento incentivante di cui al comma 1.5 della deliberazione 12 luglio 2012, 288/2012/R/eel", 19 ottobre 2012.

⁵ AEEGSI, "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2012 – 2015", Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11.

I commi 12.5 e 22.5, rispettivamente per gli investimenti per il servizio di distribuzione e per il servizio di trasmissione, prevedono che agli investimenti in sistemi di accumulo sia riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito (2% per 12 anni) qualora detti investimenti rientrino nella tipologia di progetti pilota selezionati secondo le procedure e i criteri di cui rispettivamente agli articoli 13 e 24 del TIT medesimo.

⁶ AEEGSI, Delibera 66/2013/R/eel, "Approvazione di progetti pilota relativi a sistemi di accumulo da realizzarsi sulla rete di trasmissione nazionale, rientranti nel piano di sviluppo 2011 approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico", 21 febbraio 2013.

⁷ AEEGSI, Delibera 43/2013/R/eel, "Approvazione di progetti pilota relativi a sistemi di accumulo da realizzarsi sulla rete di trasmissione nazionale, rientranti nel programma di adeguamento dei sistemi di sicurezza e difesa 2012-2015", 11 febbraio 2013.

2014 (valore economico dichiarato da Terna pari a 54 milioni di euro);

- Impianto di Flumeri da 12 MW, sulla direttrice a 150 kV Benevento II-Bisaccia, (primi 6 MW in servizio nel dicembre 2014, completamente avvenuto nel 2015, valore economico dichiarato da Terna pari a 54 milioni di euro);
- Impianto di Scampitella da 10,8 MW, sulla direttrice a 150 kV Benevento II-Bisaccia (entrata in servizio nel 2015, valore economico dichiarato da Terna pari a 51 milioni di euro).

Terna dichiara che in base all'evoluzione del parco di produzione e delle sperimentazioni in corso si valuterà l'installazione di ulteriori SdA su altre dorsali a 150 kV.

Le installazioni "Power Intensive" si suddividono in due fasi:

- La prima, già completata, prevede un impianto da 8 MW installato a Codrogianos in Sardegna (per le caratteristiche tecniche dei SdA installati si veda la Figura 7) e un altro sempre da 8 MW realizzato a Ciminna in Sicilia;
- La seconda fase, subordinata agli esiti positivi della precedente, consiste in ulteriori 12 MW a Codrogianos e 12 MW a Casuzze sempre in Sicilia.

Figura 7 – Caratteristiche dei SdA "Power Intensive" installati a Codrogianos

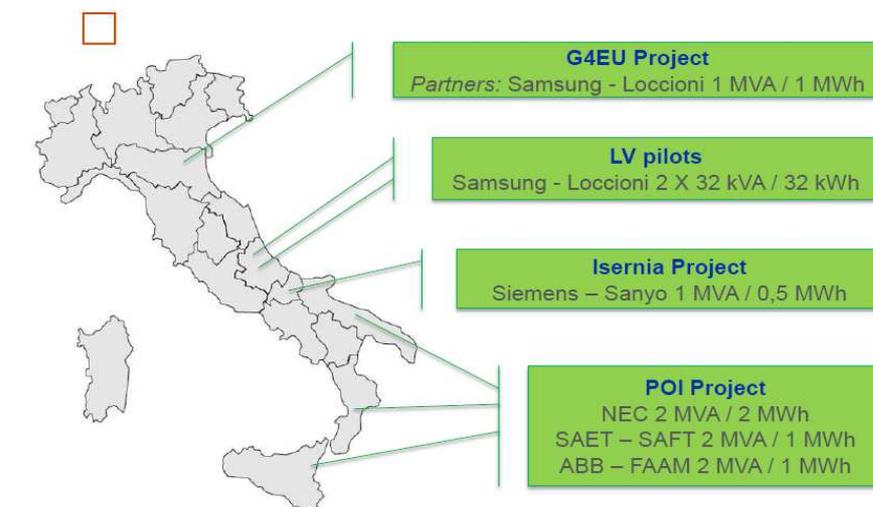
Tipologia di accumulo	Descrizione	E/P	Energia Specifica* (Wh/kg)	Potenza Specifica* (W/kg)	Numero di cicli	Rendimento DC/DC
Litio-ioni	LiNiCoAlO2 	0,5 – 2	108	205	3000	97
	LiMn2O4 		65	65	5000	>97
	LiFePO4 		100	105	4000	95
	LiNiMnCoO2 		80	160	3000	91
	Li4Ti5O12 		73	73	6000	93
ZEBRA	Na-Ni-Cl  	2 - 4	85	40	4500	90

Fonte: Terna

Circa le **reti di distribuzione**, la situazione applicativa dei SdA è oggi limitata rispetto a Paesi più avanzati, come ad esempio la Germania. Vero è, comunque, che in più occasioni Enel Distribuzione (ED) ha mostrato interesse verso l'applicazione di SdA per rispondere alle nuove sfide della penetrazione massiva della GD, degli effetti dell'intermittenza di produzione delle FRNP e per supportare localmente il sistema elettrico di distribuzione. Nella visione di ED, i SdA potrebbero sostituire interventi più costosi, ad esempio nei casi in cui la rete sperimenta dei sovraccarichi solo per periodi limitati durante il giorno.

Ad oggi, le realizzazioni effettuate da ED in ambito SdA, tutte basate su tecnologia agli ioni di litio e attualmente operative, sono indicate, per progetto di destinazione, taglia e localizzazione in Figura 8. Si va da installazioni lungo linea MT, come lo storage del progetto Isernia (il primo SdA installato su rete pubblica in Italia), a implementazioni in Cabina Primaria (i progetti POI delle CP Campi Salentina in Puglia, Chiaravalle in Calabria e Dirillo in Sicilia), a SdA connessi presso centri satellite in MT (il caso del progetto europeo GRID4EU) e a piccole installazioni in cabine secondarie, lato bt.

Figura 8 – Caratteristiche dei SdA installati da Enel Distribuzione



Fonte: Enel Distribuzione

Per quanto attiene i **SdA di piccola taglia**, tralasciando ulteriori applicazioni sperimentali quali quelle dell'isola di Ventotene (di cui si tratta ampiamente nel Capitolo 6 dello Studio) o del campus universitario di Savona (approfondito sempre nel Capitolo 6), l'interesse si volge verso le installazioni in ambito residenziale o piccolo commerciale/terziario, in abbinamento ad impianti di generazione, sovente fotovoltaici, per la massimizzazione dell'autoconsumo. La diffusione di questo tipo di installazioni è sicuramente promettente anche se a elementi favorevoli allo sviluppo - quali le agevolazioni tariffarie accordate ai Sistemi Efficienti di Utente - si affiancano temi critici, come ad esempio la riforma tariffaria volta a superare la progressività e a rendere meno oneroso il maggior consumo di energia elettrica per l'utilizzatore.

CONCLUSIONI: LE SFIDE PER LE AZIENDE E PER IL POLICY MAKER

Il mercato dei SdA è ancora agli albori, ma ci sono tutte le premesse affinché esso possa esplodere, sulla scia di quanto accaduto al PV. Infatti, i mercati elettrici che stanno nascendo dall'implementazione delle varie policy ambientali nel mondo (COP 21, obiettivi europei al 2030, accordo USA-Canada-Messico al 2025, ecc.) necessariamente richiedono questa tecnologia, pena il potenziale collasso del sistema.

Un ruolo chiave nello sviluppo dei SdA lo stanno avendo molti dei principali gruppi tecnologici globali che hanno investito e investiranno ingenti risorse nel settore. I primi frutti dell'avanzamento tecnologico iniziano a vedersi: costi decrescenti, maggiore efficienza, estensione della vita utile e performance difficilmente immaginabili anche solo qualche anno fa.

Per un ottimale sviluppo dei SdA, tuttavia, ancora più importante sarà il paradigma attraverso il quale si disegnerà il mercato elettrico del futuro. Forse, il tema dell'elettricità come mero costo è destinata ad essere superata, quantomeno in parte. La sfida del settore elettrico del futuro è quello di considerare, invece, il valore dell'elettricità. Il WEC ha fatto degli importanti ra-

gionamenti su questo tema e il cambio di *vision* è supportato da molti esperti del settore, alcuni dei quali amano ripetere l'ossimoro secondo il quale "l'elettricità che ha il costo più elevato è quella che gli utenti non possono consumare".

Il fulcro per lo sviluppo dei SdA – e di un mercato elettrico focalizzato su FER, generazione distribuita ed efficienza energetica – è lo "spacchettamento" del valore che l'energia elettrica è in grado di generare ai diversi *stakeholder* (es. continuità del servizio, attivazione dopo un black-out, stabilità della rete, mancati investimenti in nuove infrastrutture, ...) e la remunerazione in modo trasparente, efficace ed inclusiva di tale valore.

Alcuni esempio già ci sono (si pensi alla California) e sembrano funzionare efficientemente. Tutto questo, fa ben sperare per il futuro.

Due riflessioni finali, infine, sulle implicazioni per le imprese e per il policy maker.

Per quanto riguarda le **sfide strategiche**, secondo noi le più importanti sono tre:

1. La prima scelta, tipica dei settori emergenti, è: **essere leader o essere follower?** Decisione importante, in quanto il settore dei SdA è capital intensive e richiede grandi numeri per creare sinergie sul lato degli acquisti, dell'O&M e della gestione. Alcuni operatori hanno seguito la strada da apripista con successi rilevanti, si pensi ad Enel (lato gestione impianti) o LG (lato tecnologia); molte start-up innovative, come si vedrà nel capitolo 5, sono riuscite a vendersi sul mercato a cifre ragguardevoli. Non sono rare – tuttavia – le situazioni di sofferenza che in alcuni casi hanno portato alla uscita dal business dei SdA oppure ad essere assorbiti da gruppi più grandi. E' da notare come alcuni gruppi abbiano deciso di restare alla finestra oppure di svilupparsi attraverso acquisizioni di realtà già referenziate, evitando così i rischi della fase di start-up e sviluppo (si pensi a Total). Il suggerimento, qualunque linea si scelga, è quello di rimanere "con i motori caldi". Lo sviluppo rapido della FER non programmabili sta influenzando sulla regolazione che sta cambiando in modo veloce con mai. Non è da escludersi che a breve molti paesi possano: rendere obbligatoria l'installazione di SdA presso alcune infrastrutture (si veda il Giappone) oppure richiedere standard tecnici di immissione in rete molto più stringenti o ancora che aprano mercati ancillari per rendere più stabile il sistema (Regno Unito). Occorre reagire a queste sfide in modo rapido ed efficace, pena lasciare il mercato ai leader storici del mercato (sarebbe più corretto, forse, chiamarli pionieri).
2. Tra le altre decisioni critiche da valutare per entrare con successo nel mercato, vi è sicuramente quella della tecnologia. Da questo punto di vista il mercato è molto frammentato, le caratteristiche sono assai divergenti e, essendo il track-record limitato a qualche centinaio di MW nel mondo, non sono chiare le performance dei sistemi nel lungo periodo.
3. Ultima decisione è quella di **come posizionarsi nella filiera** e quale **modello gestionale** seguire.

Se per i TSO o i DSO la scelta è semplice e quasi obbligata (l'unica decisione da prendere è se far gestire gli asset da un soggetto terzo o meno), per gli altri operatori elettrici la scelta non è banale.

Per le utilities, oltre agli investimenti in accumuli nelle reti proprietarie, la diffusione dei SdA presso i retail può essere una strategia di estensione dell'offering e, nel caso la regolazione lo richiedesse, una base per fare demand-response creando così opportunità win-win tra utility e cliente. Sono anche ipotizzabili investimenti presso centrali, nel caso in cui essi siano remunerati con servizi dedicati oppure la regolazione imponga standard particolarmente stringenti.

Vi è poi il tema da chi far gestire questi impianti: da una divisione aziendale (trading, generazione, altro?) oppure esternalizzare tutto a società specializzate?

Tali possibili scelte dovranno essere fatte, ovviamente, sulla base di simulazioni sulla remuneratività, cosa ad oggi piuttosto complicata visto le molte variabili in gioco.

Infine vi è il variegato mondo dei c.d. "terzi": IPP, società ICT, gruppi tecnologici integrati, service provider innovativi. Si tratta di soggetti che si pongono come specialisti del settore, spesso in grado di fornire servizi innovativi e la cui importanza sta crescendo a livello globale. Si tratta di società molto specialistiche che stanno occupando segmenti ben precisi a livello di clientela⁸.

Il futuro della gestione dei SdA e della generazione distribuita sarà di questi player? La risposta è sì, secondo il 52% delle oltre 150 utility a livello globale intervistate da GreenTech Media, la cui survey è stata presentata a fine giugno a San Jose (California).

Per quanto riguarda invece **gli strumenti necessari per lo sviluppo del settore implementabili dal policy maker**, in Europa, ma soprattutto in Italia, secondo noi le più rilevanti sono sintetizzabili in:

1. La prima, e anche la più ovvia, forma di sostegno è **l'erogazione di incentivi (varie possono essere le forme)** sia per applicazioni utility-scale a supporto della rete sia per sistemi di generazione distribuita. Esempi di successo sono, come si vedrà nel Capitolo 4, il piano di incentivi sotto forma di sussidi e prestiti agevolati erogato dalla *KfW* in Germania, il *Low Carbon Network Fund* in UK o le diverse iniziative sostenute dal governo federale e dalle autorità locali in California (es. *Self Generation Incentive Program*). In Italia, come esposto nel Capitolo 6, una prima esperienza di incentivazione ed agevolazione fiscale è stata introdotta nel 2016 dalla Regione Lombardia.
2. Un secondo aspetto di grande rilievo è la **definizione e valorizzare i servizi di rete per la flessibilità** erogati dai SdA (da soli o in accoppiamento con vari tipi di generatori) in funzione dei benefici che portano a tutto il Sistema Elettrico. L'obiettivo a breve dovrebbe essere che i servizi che i SdA devono erogare diventino delle prestazioni remunerate (o sanzionate, in caso di mancata fornitura) in apposite sessioni del mercato elettrico, magari anche in forma aggregata.

⁸ Si pensi, solo a titolo di esempio, a Caterva (si veda il box nel rapporto) con il suo innovativo virtual storage plant che nel 2016 ha raggiunto 1 MW.

3. In relazione al punto precedente, sarà necessario un **progressivo coinvolgimento delle fonti rinnovabili (anche accoppiate a sistemi di accumulo) nella fornitura di servizi di dispacciamento** e una conseguente riduzione della quota di domanda coperta dalle unità convenzionali dispacciabili, le uniche per ora abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento. I SdA accoppiati a FRNP possono funzionare per differire temporalmente l'immissione in rete, in risposta a ordini di dispacciamento esterno, per ridurre gli sbilanciamenti o per erogare servizi di rete senza incidere sull'esercizio dell'impianto. Tale utilizzo è peraltro già preconizzato in alcuni interventi legislativi (Dm DM 5 luglio 2012 "Quinto conto energia"). Questo tema viene esaminato per alcuni aspetti nel Capitolo 3.
4. Un ultimo aspetto è la necessità di una **strategia di sostegno pubblico ai progetti di ricerca e sviluppo (R&S)**, in particolare ai c.d. progetti-pilota, e ove possibile anche a livello sovra-nazionale (si pensi ad esempio per l'Unione Europea al programma Horizon 2020). La quantità delle risorse impiegate deve necessariamente essere accompagnata dalla qualità degli investimenti, che sostengano il processo di implementazione delle migliori soluzioni tecnologiche in tempi rapidi.