

# *L'accumulo di energia elettrica*



**RSEview**  
RIFLESSIONI SULLENERGIA

*L'accumulo  
di energia  
elettrica*

Copyright © 2011 IL MELOGRANO Editore srl

**Autore:** Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA

**Impaginazione e editing:** Editrice Alkes

**Copertina:** Fabio Lancini

*Tutti i diritti sono riservati. Nessuna parte di questa pubblicazione può essere riprodotta, archiviata, memorizzata o trasmessa in qualsiasi forma o mezzo, se non nei termini previsti dalla legge che tutela i diritti d'autore.*

*L'autorizzazione alla riproduzione dovrà essere richiesta a RSE*

*Via Rubattino 54 - 20134 Milano - Italia.*

Finito di stampare nel mese di Dicembre 2011 presso il Melograno Editore

Stabilimento di Cassina Nuova Bollate - MI

Prima edizione

ISBN 987-88-611-305-3

# Premessa

---

Con questa monografia RSE lancia una nuova iniziativa editoriale: **RSEview**.

L'obiettivo è quello di produrre con cadenza quadrimestrale monografie tematiche che portino il contributo di RSE su argomenti al centro del dibattito tecnico, scientifico ed economico in tema di energia. Le ragioni alla base dell'avvio di questo nuovo progetto sono presto dette. RSE nello svolgimento della propria missione, principalmente orientata allo svolgimento di ricerca per lo sviluppo del sistema energetico nazionale, produce un'ampia quantità di studi e ricerche sui più disparati temi. Molti di questi studi trovano diffusione nei consueti canali della comunità scientifica, articoli su riviste internazionali, comunicazioni a convegni nazionali e internazionali, rapporti di avanzamento dei singoli progetti di ricerca.

Accade però che spesso manchi un punto di sintesi che permetta al lettore interessato all'argomento, ma non avvezzo alla raccolta di contributi bibliografici disparati, di formarsi un'opinione sullo stato dell'arte su una certa tematica.

Con l'umiltà del ricercatore ma anche con la consapevolezza del valore del proprio lavoro d'indagine RSE intende attraverso questa serie di monografie colmare questa lacuna.

Le monografie della serie **RSEview** nascono dal lavoro congiunto di ricercatori provenienti da aree diverse: da quelle strettamente focalizzate sulle singole tecnologie a quelle di scenario, sino alla valutazione degli impatti sul sistema elettrico nel suo complesso. Uno sforzo corale interdisciplinare e transdisciplinare che si è scelto di affidare ad un profondo lavoro di armonizzazione e revisione. Di nuovo questa scelta deriva dalla precisa volontà di offrire una visione sintetica del problema eppure frutto della condivisione e valutazione dialettica di competenze differenti. Non si tratta quindi di collazioni acritiche di contributi differenti ma progetti unitari da cui emerge la complementarietà dei diversi approcci.

Apriamo questa serie con una monografia dedicata al tema dell'accumulo di energia elettrica, uno degli argomenti che potrebbero determinare un vero *breakthrough* tecnologico per il settore energetico qualora trovasse "la" soluzione. Esso però rappresenta anche un passaggio critico nella gestione del sistema elettrico la cui complessità dipende strettamente dalla impossibilità di accumulare in maniera semplice l'energia. Il progressivo sviluppo della generazione distribuita ha riportato l'attenzione su questo argomento ritenuto, a torto o a ragione, una delle possibili risposte all'integrazione di una crescente quota di generazione non programmabile nel sistema elettrico.

Come per tutte le tecnologie la sua fortuna dipenderà da una concausa di fattori, economicità, timing, facilità di accesso, disponibilità in un contesto complesso e multifattoriale come quello che caratterizza attualmente il mercato elettrico.

Un buon punto di partenza sarà quello di avere le idee chiare sulle opzioni disponibili.

E questa monografia è un buon punto di partenza!



**Stefano Besseghini**  
Amministratore Delegato RSE

# Credits

---

## COORDINATORE DELLA MONOGRAFIA

**Antonio Nicola Negri.** Laureato in Ingegneria Nucleare al Politecnico di Milano nel 1979, ha lavorato presso il CISE di Segrate (Milano) nel campo dell'uso razionale dell'energia. Dal 1985 si occupa di ambiente, dapprima presso il CISE, poi nella Struttura Ricerca dell'ENEL e successivamente al CESI, ove ha diretto la *Business Unit Studi Territoriali ed Ambientali*. Attualmente dirige il Dipartimento Ambiente e Sviluppo Sostenibile di RSE.

## CONTRIBUTI DI:

**Michele Benini.** Laureato nel 1987 in Ingegneria Elettronica presso l'Università di Bologna, si è occupato di progetti di ricerca nell'ambito dell'intelligenza artificiale, della liberalizzazione e simulazione dei mercati elettrici e degli studi di scenario dei sistemi elettro-energetici. Attualmente è il responsabile del Gruppo di Ricerca *Scenari del Sistema Elettrico ed Efficienza Energetica* nel Dipartimento Sviluppo dei Sistemi Elettrici di RSE.

**Claudio Luciano Bossi.** Laureato nel 1984 in Ingegneria Nucleare presso il Politecnico di Milano, si è occupato di progetti nell'ambito dell'elettronica spaziale, della diagnostica per i sistemi di generazione elettrica, e – successivamente – della generazione distribuita. Attualmente è responsabile del Gruppo di Ricerca *Energia Rinnovabile e Generazione Distribuita* del Dipartimento Sistemi di Generazione di RSE.

**Federico Maria Cernuschi.** Dopo la laurea in Fisica nel 1989 si è occupato, dapprima in ENEL e successivamente in CESI, dello sviluppo di tecniche per la caratterizzazione di materiali innovativi per applicazioni energetiche. Passato in RSE, dal 2008 è responsabile del Gruppo di Ricerca *Grandi impianti di generazione* del Dipartimento Sistemi di Generazione.

**Riccardo Chiumeo.** Si è laureato nel 1991 in Ingegneria Elettrotecnica presso il Politecnico di Milano. Nel corso della sua attività lavorativa ha maturato esperienze nel settore della qualità della fornitura elettrica e dell'elettronica di potenza, in particolare per il miglioramento della qualità nelle reti di distribuzione. Attualmente è responsabile del Gruppo di Ricerca *Qualità della Tensione* nel Dipartimento Tecnologie di Trasmissione e Distribuzione di RSE.

**Antonella Frigerio.** Laureata in Ingegneria Civile – Strutture presso il Politecnico di Milano nel 1999, ha maturato esperienze di modellazione numerica nel campo della sicurezza strutturale di grandi opere civili. Attualmente lavora presso il Dipartimento Ambiente e Sviluppo Sostenibile di RSE e coordina il Gruppo di Lavoro di *Modellistica numerica termo-fluidodinamica e strutturale*.

**Riccardo Lazzari.** Laureato in Ingegneria Elettronica presso il Politecnico di Milano nel 2009, è inserito nel Dipartimento Sistemi di Generazione di RSE. Attualmente si occupa di sistemi di accumulo elettrochimico per usi stazionari e per i veicoli elettrici, e di dispositivi elettronici per l'integrazione in rete di tali sistemi.

**Massimo Meghella.** Laureato nel 1983 in Ingegneria Civile presso l'Università degli Studi di Pavia, ha maturato numerose esperienze in società operanti nel settore elettrico, quali Enel, CESI, CESI RICERCA ed ERSE, in particolare sull'analisi del comportamento strutturale delle dighe. Attualmente è il responsabile del Gruppo di Ricerca *Idroelettrico e Sicurezza* nel Dipartimento Ambiente e Sviluppo Sostenibile di RSE.

**Enrica Micolano.** Laureata in Ingegneria Elettrica presso l'Università degli Studi di Pavia nel 2004, è coinvolta in progetti di R&S nell'ambito delle tecnologie di accumulo elettrico. Dal 2006 è responsabile del Laboratorio *Prove Batterie* di RSE.

# Indice

	<b>SOMMARIO</b>	<b>7</b>
	Summary	<b>9</b>
<b>Capitolo 1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>11</b>
<b>Capitolo 2</b>	Applicazioni dei sistemi di accumulo al servizio del sistema elettrico	<b>14</b>
2.1	<i>Time-shift</i> di energia	<b>14</b>
2.2	Integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili	<b>15</b>
2.3	Differimento degli investimenti di rete e gestione delle congestioni	<b>16</b>
2.4	Regolazione primaria	<b>17</b>
2.5	Regolazione secondaria	<b>17</b>
2.6	Regolazione terziaria	<b>18</b>
2.7	Supporto di tensione	<b>19</b>
2.8	Riaccensione del sistema elettrico	<b>19</b>
2.9	Qualità del servizio ( <i>power quality</i> )	<b>20</b>
<b>Capitolo 3</b>	Classificazione dei sistemi di accumulo in base alle prestazioni	<b>21</b>
<b>Capitolo 4</b>	Gli accumulatori elettrochimici	<b>26</b>
4.1	Principio base di funzionamento	<b>26</b>
4.2	Reazioni parassite	<b>26</b>
4.3	Tipologie di accumulatori elettrochimici	<b>27</b>
4.4	Installazioni nel mondo	<b>29</b>
4.5	Sintesi delle prestazioni	<b>31</b>
4.6	Le attività di ricerca in RSE	<b>31</b>
<b>Capitolo 5</b>	Supercondensatori	<b>33</b>
5.1	Principio di funzionamento	<b>33</b>
5.2	Descrizione della tecnologia e prestazioni	<b>34</b>
5.3	Applicazioni	<b>35</b>
5.4	Aspetti economici ed ambientali	<b>36</b>
<b>Capitolo 6</b>	Gli impianti di pompaggio	<b>37</b>
<b>Capitolo 7</b>	Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)	<b>42</b>
7.1	Introduzione	<b>42</b>
7.2	Configurazioni impiantistiche attuali e future	<b>42</b>

---

## Indice

	<b>7.3</b>	Tipologie di serbatoio di accumulo	<b>44</b>
	<b>7.4</b>	Impianti esistenti	<b>46</b>
	<b>7.5</b>	Progetti in corso	<b>47</b>
	<b>7.6</b>	Conclusioni	<b>48</b>
<b>Capitolo</b>	<b>8</b>	Confronto tra i costi dei sistemi di accumulo	<b>49</b>
<b>Appendice</b>		Schede descrittive delle tipologie di accumulatori elettrochimici	
	<b>1</b>	Parametri di riferimento	<b>53</b>
	<b>2</b>	Accumulatori al piombo/acido	<b>56</b>
	<b>3</b>	Batteria litio/ioni	<b>60</b>
	<b>4</b>	Batteria nichel/cadmio	<b>64</b>
	<b>5</b>	Batteria sodio/zolfo	<b>66</b>
	<b>6</b>	Batteria nichel/idruri metallici	<b>69</b>
	<b>7</b>	Batteria sodio/cloruri metallici	<b>72</b>
	<b>8</b>	Batteria Redox a circolazione di elettrolita al vanadio (VRB)	<b>75</b>
		Bibliografia	<b>78</b>

# Sommario

La crescente penetrazione nei sistemi elettrici di impianti di produzione basati sulle fonti rinnovabili e di sistemi di generazione distribuita richiede una significativa innovazione nella gestione delle reti, sia di trasmissione sia – soprattutto – di distribuzione, che consenta di integrarvi quote crescenti di “intelligenza” e di flessibilità.

In questo contesto, va riscuotendo sempre maggiore consenso a livello internazionale l'idea che le tecnologie di accumulo di energia elettrica possano e debbano giocare un ruolo fondamentale, apportando numerosi benefici, sia economici sia tecnici e ambientali, all'operatività dei sistemi elettrici attuali e del prossimo futuro.

I sistemi di accumulo di energia elettrica possono essere impiegati in molteplici applicazioni, alcune delle quali richiedono “prestazioni in potenza”, quindi sistemi in grado di scambiare elevate potenze per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi), mentre altre richiedono “prestazioni in energia”, quindi sistemi in grado di scambiare continuamente potenza per diverse ore. In molte applicazioni, di energia o di potenza, i sistemi di accumulo devono essere anche in grado di portarsi al valore corretto di potenza di carica/scarica, o di commutare tra le fasi di carica e quelle di scarica in tempi molto rapidi.

La capacità installata nel mondo di sistemi di accumulo è stimata in circa 125 GW, di cui oltre il 98% è costituita da impianti di pompaggio idroelettrico.

Il pompaggio idroelettrico, che – insieme con i sistemi CAES (*Compressed Air Energy Storage*) – si presta a svolgere le funzioni di accumulo di grande taglia, tipicamente a livello della rete di trasmissione, è previsto generalmente in crescita. In Europa, in particolare, si stima al 2020 un incremento di capacità sino a 27 GW; in Italia, per contro, il fattore di utilizzo della notevole capacità installata (oltre 7,5 GW) risulta in continua diminuzione negli ultimi 5-6 anni.

Ciò può essere attribuito al concorso di diversi fattori. Da un lato, la perdita di efficienza per il progressivo interrimento dei serbatoi e l'invecchiamento delle infrastrutture; dall'altro, la crescente sovraccapacità produttiva degli impianti a ciclo combinato, che appaiono svolgere un ruolo di “accumulo virtuale” [30].

## Comparazione dei sistemi di accumulo per le applicazioni più importanti

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riacensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione

● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione

● Sistema non adatto all'applicazione



Sono comunque in corso studi sul potenziale incremento della capacità installata, in particolare per alcune aree del Mezzogiorno e delle Isole, ove maggiore è la penetrazione di impianti non programmabili (eolici e solari) e – per contro – più deboli risultano le infrastrutture di rete. Una ulteriore opzione, interessante per un Paese come l'Italia, è rappresentata dallo sviluppo di impianti con centrale in caverna che sfruttino il mare come serbatoio inferiore.

I sistemi CAES, il cui concetto risale agli anni '70 del secolo scorso, stanno incontrando un rinnovato interesse per applicazioni centralizzate di grande taglia (dell'ordine delle centinaia di MW) e sono oggetto di attività di ricerca, sviluppo e dimostrazione, ad esempio in Germania e negli USA, in particolare per lo sviluppo di sistemi cosiddetti "adiabatici", ovvero senza utilizzo di combustibili fossili.

Gli accumulatori elettrochimici sono attualmente oggetto di intensa attività di ricerca e sviluppo e se ne prevede una crescente penetrazione, sia sulla rete di trasmissione sia per applicazioni distribuite in prossimità dell'utenza e nelle smart grids, di piccola e media taglia (tra 1 MW e qualche decina di MW). Le tecnologie più promettenti appaiono essere, accanto alle batterie ad alta temperatura (Na/S e Na/NiCl), quelle basate su ioni di litio e quelle redox/vanadio. In una visione di più lungo termine, risulta interessante la tecnologia metallo/aria.

Gli sforzi di R&S si concentrano sull'aumento della potenza specifica della cella, il miglioramento della facilità di gestione del sistema, la sicurezza e la riduzione dei costi.

Allo scopo di fornire alcuni elementi per una valutazione economica dell'investimento in un sistema di accumulo, è stato calcolato il costo dell'energia resa, per le principali tipologie di impianto analizzate, utilizzando il parametro LUEC (*Levelized Unit Electricity Cost*), ossia il prezzo a cui occorre vendere l'energia generata da ciascun sistema di accumulo per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto (oneri finanziari e tasse inclusi) e ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito.

Gli impianti idroelettrici di pompaggio e i sistemi CAES, come ci si poteva attendere, risultano largamente meno costosi degli accumulatori elettrochimici, essendo questi ultimi caratterizzati da un LUEC almeno doppio.

Tra gli accumulatori elettrochimici, i meno costosi risultano i sistemi sodio/zolfo (Na/S), seguiti, nell'ordine, da quelli Redox/vanadio (VRB), litio/ioni (Li/ion) e sodio/cloruri metallici (Na/NiCl). In ultima posizione si piazzano le tradizionali batterie piombo/acido (Pb/acido), penalizzate dalla ridottissima durata di vita, se confrontata con quella degli altri sistemi.

La valutazione di costo effettuata vale nell'ipotesi di una remunerazione basata solo sul servizio di *time-shift*. I sistemi di accumulo possono in realtà offrire tutta una serie di servizi al sistema (riserva, bilanciamento, eccetera) che producono ulteriori benefici, in questa sede non quantificati.

# Summary

The worldwide growing penetration in the Electric Power Systems of Renewable Distributed Generation plants requires a significant innovation in the management of both transmission and especially distribution networks, integrating more and more “intelligence” and flexibility.

Growing consensus is gathering the idea that electricity storage technologies could – and should – play a fundamental role in this process, bringing economical, technical and environmental benefits to the power systems operation nowadays and in the next future.

The different applications of electricity storage can require “power performances”, i.e. systems able to exchange large power quantity in short time intervals (from split second to some tenths of seconds), or on the other side “energy performances”, i.e. system able to steadily exchange the rated power in a range of some hours.

In many applications, both of “power” or “energy” type, the storage system should also feature very short switch time, from zero to the rated power value or from discharging to charging phase (and vice versa).

The total storage capacity worldwide is estimated around 125 GW, more than 98% covered by pumped-hydro plants.

Pumped hydro, which is – together with CAES (Compressed Air Storage System) – suitable for large size storage, typically at the transmission network level, is expected to grow. In Europe an increase of around 27 GW (50% of the present capacity) is expected by 2020. In Italy, on the other side, the utilization factor of the large installed pumped-hydro capacity (7.5 GW) is steadily declining since the last 5-6 years. Studies are underway to evaluate the potential and feasible increase of pumped-hydro capacity, especially for some areas of the Southern part of Italy and for Sicily and Sardinia islands, where larger is the renewable penetration and weaker are the network infrastructures. Another interesting possibility for Italy is represented by storage plants using the sea as lower reservoir.

CAES, whose concept dates back to the ‘70 of the past Century, are now facing a growing interest for centralized large storage applications (some hundreds of MW). R,D &D activities,

## Comparison among different storage systems for the most important applications

APPLICATION	Hydro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Flywheel	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Renewable integration	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Network investment deferral	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Primary Regulation	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Secondary Regulation	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Tertiary Regulation	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Power System Start-up	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Voltage support	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Power quality	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● System suitable for the application

● System less suitable than others

● System not suitable for the application

---

## Summary

e.g. in Germany and USA, are under way, particularly for the so-called “adiabatic” CAES development, i.e. the version with no use of fossil fuels.

A strong R&D activity is currently dedicated to Electrochemical Accumulators, whose penetration is expected to increase, both in the transmission network and for distributed (i.e. near the loads) and smart grids applications, typically low and medium-size systems (from 1 to some tenths of MW). The most promising technologies seem to be, together with the high-temperature batteries (i.e. Na/S and Na/NiCl), those based on Nickel/Metal Hydrides, Lithium/Ions and Redox/Vanadium.

The R&D efforts are focused on cell power density increase, system operation improvement, safety and cost reduction.

In a more long-term vision, very interesting is the metal/air technology.

In order to give to the operators some elements to evaluate a storage system investment, the delivered power cost has been calculated for the main storage technologies described in this book, using the Levelized Unit Electricity Cost approach, i.e. the cost that pays for the capital invested and all the operating costs.

Pumped Hydro and CAES, not surprisingly, show a much lower energy cost than electrochemical accumulators.

Among electrochemical accumulators, the lower cost technologies are the Na/S, followed by VRB (Vanadium/ Redox Batteries), Na/NiCl and Li/ion batteries. Traditional Lead/Acid batteries are in the last position, because of their very short life.

L'energia elettrica, come noto, non si presta ad essere facilmente accumulata in quanto tale e generalmente deve essere prodotta al momento stesso in cui viene richiesta dagli utenti. L'esigenza, tuttavia, di bilanciare la produzione e la domanda, di ottimizzare l'uso del parco di generazione, di garantire la qualità della fornitura, oppure – ancora – di garantire l'affidabilità di alcuni servizi e utilizzi particolari, comporta la necessità di accumulare l'energia elettrica.

L'accumulo di energia elettrica pervade già il nostro mondo quotidiano: basti pensare alla diffusione dei sistemi di accumulo nei trasporti, nelle applicazioni personali mobili (telefonia mobile, computer portatili...), negli usi industriali (inverter, UPS eccetera).

Questa pubblicazione, tuttavia, è dedicata alla disamina degli scopi e degli utilizzi dell'accumulo nei sistemi elettrici, delle tecnologie mature e già applicate e di quelle che promettono interessanti sviluppi a breve-medio termine, nonché – infine – degli aspetti economici connessi.

La crescente penetrazione nei sistemi elettrici di impianti di produzione basati sulle fonti rinnovabili e di sistemi di generazione distribuita richiede una significativa innovazione nella gestione delle reti, sia di trasmissione sia soprattutto di distribuzione, che consenta di integrarvi quote crescenti di "intelligenza" e di flessibilità.

In questo contesto, va riscuotendo sempre maggiore consenso, a livello internazionale, l'idea che le tecnologie di accumulo di energia elettrica possano e debbano giocare un ruolo fondamentale, apportando numerosi benefici – economici, tecnici e ambientali – all'operatività dei sistemi elettrici attuali e del prossimo futuro.

Le applicazioni di cui si tratterà sono di tipo statico e concentrato: ogni sistema di accumulo si caratterizza quindi come un unico dispositivo collegato permanentemente in un determinato punto del sistema elettrico. Vale la pena, tuttavia, di accennare al fatto che i veicoli elettrici collegabili alla rete (chiamati *plug-in*) potrebbero costituire un complemento interessante all'accumulo statico, soprattutto in uno scenario di diffusione numericamente significativa (diversi milioni di veicoli).

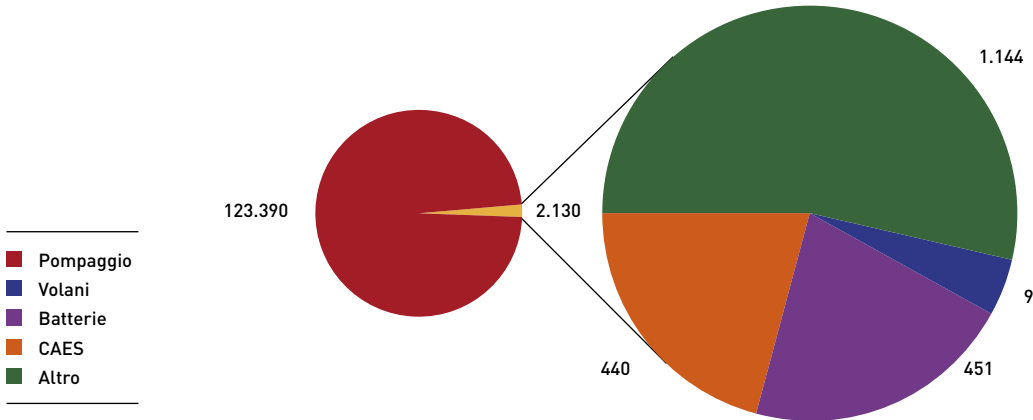
In una prospettiva non molto lontana, ogni auto elettrica - collegata alla rete in fase di ricarica o durante il parcheggio - potrà mettere a disposizione del sistema elettrico una frazione della propria energia e contribuire a fornire i servizi di rete come ogni altro accumulatore elettrochimico. La peculiarità di questo scenario risiede da un lato nell'estrema mobilità dell'accumulo (un dato veicolo può virtualmente venire collegato in una qualsiasi delle colonnine di ricarica sul territorio e spostarsi rapidamente da una colonnina all'altra); e, dall'altro, nella ridotta capacità di ogni accumulatore (un'auto elettrica ha capacità tipica di 10-15 kWh). Ambedue queste caratteristiche richiedono una gestione intelligente della rete elettrica, in un'ottica denominata *smart grid*.

La diffusione attuale dei sistemi "statici" di accumulo nel mondo è illustrata dalla Figura 1 [1]; come si può notare, gli impianti di pompaggio coprono oltre il 98% dei circa 125 GW installati. Della quota di circa 450 MW che compete agli accumulatori elettrochimici, il 70% è coperto dalle batterie Na/S, mentre quelle Ni/Cd, ioni di litio e piombo/acido si dividono all'incirca equamente il restante 30%.

Le tecnologie di accumulo possono essere classificate sulla base del principio secondo cui operano, oppure a seconda dello scopo cui sono destinate, oppure – infine – in base alle caratteristiche che posseggono e alle prestazioni che possono fornire (si veda, ad esempio [2], [3]).

FIGURA 1

Capacità di accumulo (espressa in MW) installata nel mondo al 2010 [1]



Le principali categorie con le rispettive tecnologie attualmente utilizzate o in corso di sviluppo, sono:

- accumulo meccanico (volani, CAES<sup>1</sup>);
- accumulo di energia potenziale (pompaggio idroelettrico);
- accumulo elettrochimico (batterie);
- accumulo elettrostatico (condensatori, supercondensatori);
- accumulo elettromagnetico (SMES<sup>2</sup>).

Sotto il comune denominatore di “accumulo meccanico” si annoverano qui due tipologie di sistemi abbastanza differenti tra loro.

Il primo prevede l'accumulo di energia cinetica tramite un volano, realizzato generalmente in acciaio o in fibre composite, posto in rotazione ad alta velocità. Il principale problema dei volani risiede nelle perdite aerodinamiche e nei supporti di sostegno. Le taglie disponibili variano attorno alle decine di kWh di energia accumulabile, con potenze dell'ordine di 10-20 kW.

Il secondo sistema (CAES) prevede l'accumulo di energia sotto forma di aria compressa da utilizzarsi in un ciclo termodinamico Brayton, ovvero con una turbina a gas. Tre sono i componenti principali di un sistema CAES: (i) un compressore, azionato - durante i periodi bassa richiesta di energia - da un motore elettrico, (ii) un sistema di accumulo di aria compressa (ad esempio, una caverna, un acquifero profondo o altra struttura adatta), (iii) una turbina a gas, all'interno della quale fare espandere l'aria accumulata che, a seconda della configurazione scelta, è preventivamente riscaldata o mediante la combustione di gas naturale o sfruttando il calore di compressione precedentemente accumulato (in quest'ultimo caso si parla di CAES “adiabatico”).

In un impianto CAES la turbina è fisicamente separata dal compressore: i due componenti sono calettati su alberi separati e azionati in modo indipendente, disaccoppiando così temporalmente le fasi di compressione (che consuma energia) e di espansione (che genera energia).

---

## Introduzione

L'accumulo di energia sotto forma potenziale risulta attualmente il più diffuso, nella forma del pompaggio idroelettrico, almeno per grandi potenze (ovvero a partire dalle decine di MW sino a 1.000 MW e oltre).

In un impianto di pompaggio, durante i periodi di bassa domanda di energia, si trasferisce – tramite pompe<sup>3</sup> – l'acqua da un serbatoio inferiore ad uno superiore, immagazzinando così l'energia sotto forma di energia potenziale. Nei periodi di elevato carico l'acqua dal serbatoio superiore viene rilasciata in quello inferiore, azionando le turbine e generando energia.

L'accumulo elettrochimico si basa su una (o più) reazioni chimiche, all'interno di celle appositamente studiate, che generano un flusso di elettroni, ovvero una corrente elettrica. I costituenti fondamentali di una cella comprendono un contenitore, due elettrodi (anodo e catodo) e un materiale che funge da elettrolita, a contatto con gli elettrodi. Il flusso di elettroni è generato dalle reazioni di ossidazione e riduzione che hanno luogo tra l'elettrolita e gli elettrodi.

I sistemi elettrostatici accumulano energia elettrica sotto forma di carica elettrostatica in un condensatore, ovvero un dispositivo composto da due materiali (generalmente piastre metalliche) separati da un opportuno dielettrico. I cosiddetti supercondensatori, ovvero la versione tecnologicamente più avanzata di condensatore, massimizzano l'area superficiale disponibile per l'accumulo delle cariche elettriche, utilizzando elettrodi composti da strati di carbonio oppure filamenti metallici, perfusi da liquidi che fungono da dielettrici.

La tecnologia SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), qui non trattata, prevede l'immagazzinamento dell'energia sotto forma di campo magnetico, generato dalla corrente che percorre una bobina di materiale superconduttore, mantenuta al di sotto della relativa temperatura critica<sup>4</sup>.

---

**1** CAES: *Compressed Air Energy Storage*

**2** SMES: *Superconducting Magnetic Energy Storage*

**3** In molti casi si tratta di pompe-turbina, in cui il medesimo componente fornisce entrambi i servizi, di pompaggio e di turbinaggio.

**4** Ovvero quella temperatura al di sotto della quale si verifica il fenomeno della superconduttività, tipicamente prossima a quella dell'azoto liquido (-190 °C).

# Applicazioni dei sistemi di accumulo al servizio del sistema elettrico

I sistemi di accumulo di energia elettrica possono essere impiegati per la fornitura di molteplici servizi, alcuni dei quali richiedono “prestazioni in potenza”, quindi sistemi in grado di scambiare elevate potenze per tempi brevi (da frazioni di secondo a qualche decina di secondi), mentre altri richiedono “prestazioni in energia”, quindi sistemi in grado di scambiare costantemente potenza con autonomia di alcune ore. Spesso in molti servizi, di energia o di potenza, i sistemi di accumulo devono inoltre essere in grado di portarsi al valore corretto di potenza di carica/scarica, o di commutare tra le fasi di carica e quelle di scarica, in tempi molto rapidi.

Ne consegue la necessità di selezionare la tipologia e dimensionare i sistemi di accumulo in funzione del servizio (o dei servizi) a cui si intende destinarli: i principali, di interesse nel contesto del sistema/mercato elettrico, sono descritti successivamente, evidenziando i benefici che i sistemi di accumulo possono portare rispetto alle soluzioni convenzionali (si veda anche [3]).

In ogni caso occorre evidenziare che, per buona parte dei servizi descritti nel seguito, i sistemi di accumulo sono in parte alternative ed in parte complementari con altre soluzioni più “convenzionali” (ad esempio sviluppo della rete, fornitura di servizi ancillari da parte degli impianti di generazione, eccetera), pertanto una valutazione tecnico-economica della convenienza dell'impiego dei sistemi di accumulo deve necessariamente essere effettuata per confronto con tali soluzioni alternative e, generalmente, più consolidate.

## 2.1

### TIME-SHIFT DI ENERGIA

A stretto rigore, tutti i servizi svolti dai sistemi di accumulo comportano uno spostamento di energia nel tempo, dal periodo in cui il sistema è in carica al periodo in cui esso scarica l'energia precedentemente accumulata. Tuttavia, per *time-shift* ci riferiamo qui in particolare al caso in cui si acquisti energia per immagazzinarla in ore in cui il prezzo è più basso, per poi rivenderla o direttamente utilizzarla nelle ore in cui il prezzo è più elevato, commutando in generazione il sistema di accumulo.

Questa applicazione è quella tradizionalmente svolta dagli impianti idroelettrici di pompaggio, che anche nei sistemi elettrici ante-liberalizzazione operavano un *time-shift* di energia da ore caratterizzate da bassi costi marginali di produzione ad ore caratterizzate da costi più elevati.

Evidentemente, condizione necessaria perché l'operazione di *time-shift* risulti profittevole è che il rapporto tra i prezzi dell'energia nelle ore in cui si accumula e i prezzi nelle ore in cui si genera sia inferiore al rendimento<sup>5</sup> del sistema di accumulo.

Tuttavia, il profitto economico derivante da tale operazione non è l'unico beneficio che il *time-shift* può comportare; in particolare, questo servizio consente anche di ottimizzare gli assetti di esercizio degli impianti termoelettrici:

- incrementando la relativamente bassa domanda di energia elettrica nelle ore notturne (caratterizzate da bassi prezzi), e quindi limitando la necessità di ridurre il carico degli impianti di generazione termoelettrici (con le conseguenti riduzioni di efficienza<sup>6</sup>) o addirittura la necessità di spegnerli, per poi riaccenderli poche ore dopo (aumentando così lo stress dei componenti, con conseguente riduzione della vita tecnica attesa, e determinando un significativo rischio di mancato riavviamento);
- spianando i picchi della domanda di energia elettrica (nelle cui ore si verificano prezzi

---

elevati) effettuando, al pari dell'idroelettrico a bacino e a serbatoio, il cosiddetto *peak shaving*, riducendo così la necessità di chiamare in servizio impianti più costosi/meno efficienti.

La possibilità di effettuare un significativo *peak shaving* da parte dei sistemi di accumulo comporta anche una minore necessità di disporre di capacità di generazione, in particolare di punta, consentendo quindi di ridurre o differire nel tempo i relativi investimenti.

Va da sé che il *peak shaving* può essere effettuato da adeguati sistemi di accumulo non solo a livello di intero sistema elettrico, ma anche ad esempio nell'ambito di una singola micro-rete, consentendo in tal modo di dimensionare il sistema di distribuzione e i generatori ivi collegati alla potenza media richiesta dal carico, invece che al picco.

---

## 2.2

### INTEGRAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI

Analogamente al generico servizio di *time-shift* descritto in precedenza, il proprietario di un impianto di produzione a fonte rinnovabile non programmabile potrebbe trarre profitto dall'accumulare l'energia prodotta nelle ore a basso prezzo, per poi immetterla in rete nelle ore a prezzo più elevato.

Tale operazione potrebbe portare benefici anche dal punto di vista dell'intero sistema. Infatti, elevate produzioni da fonti rinnovabili non programmabili nelle ore notturne potrebbero mettere in difficoltà gli impianti termoelettrici destinati a coprire il carico di base, costringendoli a ridurre la potenza generata, fino a spegnersi qualora si renda necessaria una discesa sotto il minimo tecnico. La successiva riaccensione di tali impianti sarebbe poi soggetta ai relativi rischi di mancato avviamento, senza trascurare il consumo di vita che tale operazione di *shut-down/start-up* comporterebbe.

Un'ulteriore applicazione dei sistemi di accumulo che potrebbe significativamente favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili consiste nel compensare le fluttuazioni della potenza generata, causate dall'intermittenza della fonte, in modo da ottenere un profilo di generazione complessivo più regolare e più prevedibile.

Un profilo più regolare consentirebbe di ridurre la modulazione degli impianti dispacciabili che, in assenza degli accumuli, dovrebbero compensare le variazioni della produzione rinnovabile; nel caso degli impianti termoelettrici, si eviterebbero in tal modo perdite di efficienza.

Un profilo più prevedibile consentirebbe invece al Gestore della Rete di ridurre la quantità di riserva da approvvigionare, riducendo così i relativi costi che il sistema dovrebbe sopportare. Ciò consentirebbe, inoltre, al proprietario dell'impianto a fonte rinnovabile, integrato dal sistema di accumulo, di ridurre eventuali oneri di sbilanciamento<sup>7</sup>, essendo in grado di rispettare con maggiore precisione i programmi di produzione presentati al mercato.

---

<sup>5</sup> In particolare, ci si riferisce qui al rendimento del ciclo completo di accumulo/generazione (*round-trip efficiency*), corrispondente all'ammontare di energia elettrica generata per ciascuna unità di energia elettrica accumulata.

<sup>6</sup> Che implicano un incremento dei consumi di combustibili e di emissioni.

<sup>7</sup> La regolazione italiana (delibera AEEG n. 111/06), peraltro, attualmente non penalizza gli sbilanciamenti degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, valorizzandoli al prezzo del Mercato del Giorno Prima della zona in cui ciascun impianto è localizzato. Al contrario, a tali impianti è riconosciuto un incentivo, tanto più alto quanto più basso è l'errore della previsione della produzione.



Inoltre, la disponibilità di sistemi di accumulo potrebbe ridurre la necessità per gli impianti termoelettrici di fronteggiare le elevate rampe di carico che, in presenza di un rilevante sviluppo della fonte fotovoltaica, si verificherebbero in corrispondenza del tramonto, quando al calo della produzione fotovoltaica si sommerebbe l'incremento della domanda per illuminazione.

Un significativo sviluppo di impianti a fonti rinnovabili non programmabili che, come nel caso dell'eolico, spesso ha luogo in aree remote, lontane dai centri di carico e caratterizzate da una struttura di rete di trasmissione relativamente debole, può dare origine all'impossibilità di evacuare la potenza generata nei momenti di picco della produzione per carenza di capacità di trasporto della rete. È quanto si è verificato negli anni recenti in alcune porzioni della rete del Sud Italia (si veda [4]), a causa della massiccia penetrazione della fonte eolica. In questo caso, la mancata produzione degli impianti eolici (che nel sistema italiano viene comunque remunerata ai proprietari degli impianti), implica produrre altrettanta energia con altri impianti, tipicamente termoelettrici, con i relativi ulteriori costi ed emissioni.

In tal caso, l'utilizzo di sistemi di accumulo potrebbe ridurre i suddetti problemi di congestione: un accumulo a monte del punto di congestione potrebbe infatti essere caricato dai generatori, nei momenti in cui maggiore è il rischio di congestione, e scaricato nelle situazioni non critiche per la rete (si veda anche il servizio di cui al punto successivo).

## 2.3

### DIFFERIMENTO DEGLI INVESTIMENTI DI RETE E GESTIONE DELLE CONGESTIONI

Quando un elemento di rete (di trasmissione o di distribuzione) si trova in certi momenti ad essere esercito in condizioni vicine al limite della propria capacità massima, installando a valle di esso un sistema di accumulo – in grado di immagazzinare energia quando l'elemento di rete non sia sovraccaricato e di evitarne il sovraccarico generando nei momenti critici – è possibile evitare o differire nel tempo gli investimenti per incrementarne adeguatamente la capacità. Tale schema, utile quando la congestione sia dovuta ad un eccesso di carico a valle del tratto congestionato, può essere sostituito dallo schema citato al punto precedente, che prevede l'installazione dell'accumulo a monte, qualora la congestione sia dovuta ad un momentaneo eccesso di generazione.

Peraltro, gli incrementi della capacità degli elementi di rete possono essere effettuati per quantità discrete di rilevante entità, se confrontati con la capacità iniziale (*lumpy investments*): nel caso i periodi di sovraccarico nell'arco dell'anno siano limitati, un investimento in un sistema di accumulo relativamente piccolo, in grado di farvi fronte, potrebbe quindi evitare più rilevanti investimenti nell'espansione degli elementi di rete esistenti.

Analogamente, un servizio di questo tipo, in grado di ridurre il livello medio di carico di determinati elementi di rete, può di conseguenza garantirne una maggiore vita tecnica, di nuovo differendo nel tempo la necessità di nuovi investimenti per la relativa sostituzione.

Dal punto di vista del mercato elettrico, questa applicazione consente di ridurre le congestioni tra zone di mercato/nodi della rete, riducendo quindi gli oneri conseguenti alla differenziazione *locazionale*<sup>8</sup> dei prezzi dell'energia elettrica e consentendo una gestione più efficiente dell'intero sistema.

**8** Per differenziazione locazionale si intende la differenziazione dei prezzi dell'energia elettrica tra le varie zone o nodi della rete a causa del verificarsi di congestioni sulle linee che li interconnettono (ed eventualmente anche a causa delle perdite di rete su tali linee, nel caso dei prezzi nodali).

### 2.4

#### REGOLAZIONE PRIMARIA

In un sistema elettrico, in caso di squilibrio tra generazione e carico si verifica una variazione della frequenza di rete a cui reagiscono i regolatori di velocità dei generatori delle unità di produzione abilitate a fornire il servizio di regolazione primaria: tali unità variano quindi la potenza generata al fine di eliminare lo squilibrio.

Il servizio di regolazione primaria ([5], [6]) deve essere obbligatoriamente fornito da tutte le unità di produzione con potenza efficiente non inferiore a 10 MW, ad eccezione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, mettendo a disposizione una banda di regolazione non inferiore all'1,5% della potenza efficiente. In termini di prestazioni, la variazione di potenza generata richiesta all'unità di produzione deve essere erogata per almeno metà entro 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza e completamente entro 30 secondi, dopodiché la nuova potenza generata deve essere stabilmente mantenuta per almeno 15 minuti (in assenza di ulteriori variazioni di frequenza).

I sistemi di accumulo, che spesso sono caratterizzati da tempi di risposta molto rapidi (da zero alla massima potenza e viceversa in pochi secondi), possono utilmente essere impiegati per la fornitura del servizio di regolazione primaria. Inoltre, un sistema di accumulo caratterizzato da una elevata efficienza e da un'alta velocità di transizione dalla condizione di carica a quella di scarica, può fornire una banda di regolazione di ampiezza pari alla somma delle potenze massime di carica e di scarica.

Si noti che i sistemi di accumulo sarebbero in grado di fornire prestazioni in regolazione primaria superiori a quelle degli impianti termoelettrici (si veda [4]), punto particolarmente importante in sistemi elettrici, quale quello italiano, che vedono una massiccia e crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, le quali introducono una sempre maggiore aleatorietà che occorre adeguatamente fronteggiare.

Inoltre, gli impianti termoelettrici, in particolare quelli di base, sono progettati per fornire la massima efficienza a pieno carico e a regime costante. La modulazione imposta dalla regolazione primaria implica quindi una riduzione dell'efficienza, con conseguente incremento dei consumi di combustibili e di emissioni: sistemi di accumulo ad elevata efficienza, riducendo la necessità di modulazione degli impianti di base, potrebbero quindi portare benefici anche su questo versante.

Tuttavia, essendo la regolazione primaria un servizio attualmente non remunerato nel mercato elettrico italiano, è evidente che sistemi di accumulo in grado di svolgerlo dovrebbero trovare una loro sostenibilità economica da altre applicazioni adeguatamente valorizzate dal mercato e compatibili con lo svolgimento di tale servizio (ad esempio, regolazione secondaria).

Si noti anche che un rilevante sviluppo degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili porta, a parità di domanda, ad una riduzione del numero di impianti termoelettrici in servizio, e quindi anche ad una riduzione del margine di riserva di regolazione primaria disponibile, che invece si renderebbe necessario in maggior quantità, a causa dell'intermittenza di tali fonti. L'introduzione di sistemi di accumulo per aumentare il margine di riserva di regolazione primaria potrebbe in tal caso costituire un ulteriore elemento in grado di favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico.

### 2.5

#### REGOLAZIONE SECONDARIA

A seguito dell'intervento della regolazione primaria, ad esempio per un calo della frequenza di rete (carenza di generazione rispetto al carico), generazione e carico sono riportati in equilibrio; tuttavia la rete viene a trovarsi in una nuova situazione di regime

in cui la frequenza ha un valore inferiore a quello nominale e i margini disponibili di riserva di regolazione primaria sono stati parzialmente erosi. Inoltre, la potenza importata dai sistemi elettrici interconnessi (ad esempio, dall'estero) è aumentata rispetto al valore stabilito, poiché anche tali sistemi hanno contribuito a sopperire alla carenza di generazione ipotizzata.

Per ristabilire sia il valore nominale della frequenza (e quindi i margini di riserva di regolazione primaria) sia i valori programmati degli scambi con i sistemi interconnessi, si ricorre alla regolazione secondaria (o regolazione frequenza-potenza [5], [6]). Anch'essa agisce sui regolatori di velocità delle unità di produzione, ma sotto il controllo di un dispositivo automatico centralizzato (*Regolatore di Rete*) che, sensibile agli errori di frequenza e di potenza scambiata con i sistemi interconnessi, modifica con un tele-segnale (*Livello di Regolazione*) i *set point* dei regolatori di velocità, variando la potenza erogata fino ad annullare i suddetti errori.

Le unità di produzione abilitate alla fornitura della regolazione secondaria devono rendere disponibile un margine di riserva pari al maggiore tra  $\pm 10$  MW e  $\pm 6\%$  della potenza massima per le unità termoelettriche, nonché pari al  $\pm 15\%$  della potenza massima per le unità idroelettriche. L'intera banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità per almeno 2 ore.

Va segnalato che le quantità di riserva secondaria approvvisionate dal Gestore di Rete di norma superano largamente i requisiti minimi sopra citati.

È evidente che i sistemi di accumulo potrebbero essere impiegati anche per la fornitura del servizio di regolazione secondaria: a questo riguardo valgono sostanzialmente le stesse considerazioni già effettuate relativamente alla regolazione primaria. Peraltro, se la regolazione primaria è un servizio obbligatorio e non remunerato, la regolazione secondaria è oggetto di contrattazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)<sup>9</sup>, per cui i sistemi di accumulo a ciò dedicati potrebbero trarne adeguatamente profitto.

## 2.6

### REGOLAZIONE TERZIARIA

Come si è visto, in caso di squilibrio tra generazione e carico interviene dapprima la regolazione primaria (la più veloce) e successivamente la regolazione secondaria, che riporta la frequenza di rete al suo valore nominale e ripristina i margini di riserva di regolazione primaria inizialmente utilizzati. A loro volta, anche i margini di riserva di regolazione secondaria devono essere ripristinati al valore iniziale prefissato: a ciò provvede la regolazione terziaria ([3], [6]), nell'ambito della quale il Gestore della Rete impartisce a singoli produttori (anche non coinvolti nella regolazione secondaria) disposizioni di esercizio relative alla variazione della potenza prodotta da unità già in servizio (riserva "pronta", in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta dal Gestore, e riserva "di sostituzione", che ha lo scopo di ricostituire la riserva "pronta", senza limitazioni di durata), al limite richiedendo anche l'entrata in servizio di unità inizialmente spente.

In tale contesto, i sistemi di accumulo potrebbero utilmente essere impiegati anche come riserva "pronta", con i vantaggi già citati in precedenza. In particolare, essendo i margini di riserva terziaria più ampi di quelli di riserva primaria e secondaria, il loro impatto sul funzionamento a carico parziale delle unità di produzione termoelettrica, e quindi sulla relativa riduzione del rendimento di generazione, è maggiore<sup>10</sup>. A tale riguardo, il beneficio derivante dall'utilizzo di un sistema di accumulo ad alta efficienza sarebbe quindi più significativo rispetto al caso dei servizi di regolazione primaria e secondaria descritti in precedenza.

## Applicazioni dei sistemi di accumulo al servizio del sistema elettrico

Come per la secondaria, anche il servizio di regolazione terziaria è oggetto di contrattazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), per cui i sistemi di accumulo a ciò dedicati potrebbero trarne adeguatamente profitto. Si rimarca qui che in tutti i servizi di regolazione assume valore sia il margine di riserva reso disponibile ex-ante, da considerarsi come una sorta di “assicurazione” contro il rischio che si verifichino eventi che ne richiedano l'utilizzo, sia l'energia messa in gioco in tempo reale per far fronte a tali eventi.

### 2.7

#### SUPPORTO DI TENSIONE

Nell'ambito della gestione dei sistemi elettrici assume fondamentale importanza garantire adeguati e stabili livelli di tensione nei diversi nodi della rete. A tale scopo, il Codice di Rete di TERNA [6] prevede che le unità di produzione forniscano risorse per il servizio di riserva reattiva per la regolazione primaria e secondaria di tensione. In particolare, si tratta di asservire la produzione di potenza reattiva dei gruppi di generazione a dispositivi automatici di regolazione in grado di modulare la potenza reattiva erogata sulla base dello scostamento, rispetto ad un valore di riferimento, della tensione ai morsetti dei medesimi gruppi (e alle sbarre AT della centrale), nel caso della regolazione primaria, e della tensione su alcuni nodi predefiniti dal Gestore di Rete (“nodi pilota”) nel caso della regolazione secondaria.

Anche il supporto di tensione è un servizio che potrebbe essere utilmente svolto dai sistemi di accumulo: in particolare, data l'impossibilità di trasmettere potenza reattiva su lunghe distanze, un'applicazione distribuita di sistemi di accumulo localizzati in prossimità dei centri di carico potrebbe costituire una modalità particolarmente efficace di gestione del supporto di tensione.

### 2.8

#### RIACCENSIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

In caso di *black-out* generalizzato, la procedura di riaccensione del sistema elettrico [7] richiede la disponibilità di *centrali di ripartenza autonoma*, ossia centrali, tipicamente idroelettriche o turbogas, in grado di avviarsi autonomamente in assenza di alimentazione dalla rete elettrica (capacità di *black-start*).

Le *centrali di ripartenza autonoma* vengono utilizzate per mettere in tensione le *direttrici di riaccensione*, ossia collegamenti elettrici che consentono a tali centrali di rialimentare un primo insieme di carichi (*carichi zavorra* o *di base*) e determinate centrali di *ripartenza non autonoma*, consentendo loro di ripartire a propria volta, e regolando frequenza e tensione durante la rampa di presa di carico di queste ultime.

9 Su MSD si presentano offerte (a salire e a scendere) per la regolazione secondaria/terziaria sia in fase di programmazione, nell'ambito della quale TERNA acquisisce i margini di riserva necessari, sia nel Mercato di Bilanciamento, ai cui prezzi viene saldata l'energia messa in gioco dall'eventuale utilizzo in tempo reale della riserva di regolazione secondaria/terziaria acquisita in fase di programmazione (si veda [6]).

10 A ciò si aggiunge la perdita di rendimento dovuta alla modulazione dell'impianto termoelettrico, nel momento in cui viene chiamato in tempo reale a variare il suo punto di lavoro, utilizzando il margine di riserva di regolazione terziaria disponibile.

Con una progressiva e coordinata riaccensione degli impianti di generazione, rialimentazione dei carichi e ri-magliatura della rete, si giunge infine alla completa riaccensione dell'intero sistema elettrico.

È evidente come sistemi di accumulo di grande taglia (si pensi, ad esempio, agli impianti idroelettrici di pompaggio), non necessitando di alimentazione dalla rete per avviare la fase di generazione di energia elettrica, possano essere utilizzati come *centrali di ripartenza autonoma* ai fini sopra descritti, contribuendo quindi fattivamente ad uscire da una situazione di *black-out*.

### 2.9

#### QUALITÀ DEL SERVIZIO (POWER QUALITY)

I problemi relativi alla qualità del servizio hanno assunto crescente importanza a seguito dell'impatto che alcuni fenomeni, quali ad esempio buchi di tensione, sovratensioni, squilibri di tensione, *flicker*, hanno sui processi produttivi sensibili. L'individuazione degli interventi per migliorare la qualità del servizio mediante la compensazione dei disturbi diviene uno strumento per garantire una qualità della fornitura elettrica "superiore" rispetto a quella normalmente offerta dalle reti di distribuzione. La compensazione può essere rivolta ai disturbi originati sia all'interno della rete di distribuzione, sia all'interno dell'utenza.

Oltre agli strumenti tradizionali a disposizione dei distributori – quali ad esempio gli investimenti volti al miglioramento della rete come il passaggio da linee aeree a linee in cavo, la modifica dello stato del neutro o l'impiego di limitatori delle correnti di corto circuito – un'ulteriore possibilità è offerta dai cosiddetti *Custom Power*, dispositivi innovativi basati sull'utilizzo dell'elettronica di potenza, installati in opportuni punti della rete e in grado di garantire agli utenti un'alimentazione di qualità superiore rispetto a quella del resto del sistema di distribuzione. Tale qualità "superiore" è ottenibile grazie alla capacità dei dispositivi *Custom Power* di compensare i disturbi di rete e/o di mitigare l'impatto in rete di eventuali carichi disturbanti.

L'impiego di tali dispositivi può essere previsto sia a livello di rete, a protezione di un "insieme" di utenti sensibili ai disturbi di rete, sia per un'applicazione all'interno degli impianti sensibili, a protezione di un carico specifico.

In generale, le funzioni che un dispositivo *Custom Power* è in grado di realizzare sono dipendenti dalla configurazione di potenza e dalla logica di controllo del dispositivo stesso e possono essere ricondotte a:

- miglioramento della qualità della tensione per carichi particolarmente sensibili ai disturbi di rete (compensazione di buchi di tensione, interruzioni, tensioni distorte e/o squilibri);
- riduzione dell'impatto di carichi disturbanti sulla rete del distributore (compensazione di armoniche, *flicker*, squilibri, reattivo);
- regolazione della tensione su lunghe linee (miglioramento dell'utilizzazione della rete);
- *peak shaving*, interfaccia per generazione distribuita (migliore utilizzazione dell'energia).

Compatibilmente con la configurazione e il controllo del dispositivo, alcune delle precedenti funzioni possono anche essere realizzate in contemporanea da una stessa apparecchiatura.

I dispositivi *Custom Power* sono basati su elettronica di potenza e spesso su accumuli di energia di entità molto variabile, in relazione al tipo di dispositivo e di tecnologia utilizzata. Le tecnologie di accumulo tipicamente utilizzate nei dispositivi *Custom Power* sono batterie elettrochimiche, SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), condensatori e supercondensatori, volani.

# 3

## Classificazione dei sistemi di accumulo in base alle prestazioni

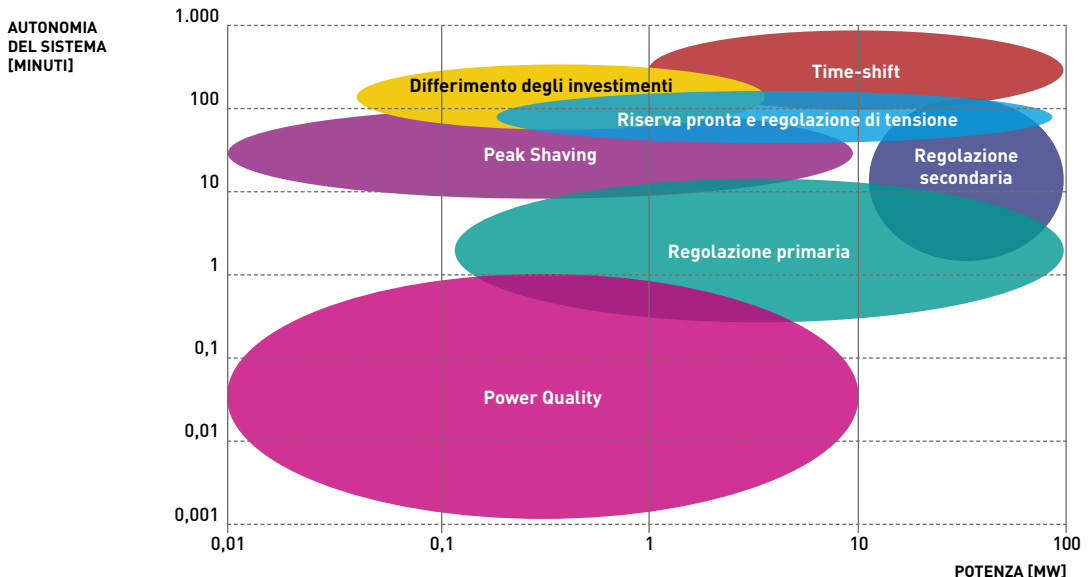
Inserito all'interno della rete, un sistema di accumulo è chiamato a fornire in un dato istante di tempo un livello di potenza che dipende sia dal punto d'installazione nella rete elettrica, sia dalla tipologia di applicazione. I tempi di intervento e le durate saranno differenti in funzione dell'applicazione da svolgere: le diverse applicazioni possono richiedere, infatti, autonomie molto differenti tra loro e che variano da qualche secondo a diverse ore. Per svolgere, ad esempio, le funzioni di spostamento temporale (*time-shift*), al sistema di accumulo sono richieste autonomie dell'ordine delle ore, mentre per svolgere le applicazioni di *power quality* i tempi tipici si riducono all'ordine dei secondi o dei minuti.

Individuata l'applicazione d'interesse, il dimensionamento dell'accumulatore di energia risulta dunque funzione della potenza ad esso richiesta e dell'autonomia che deve garantire.

La Figura 2 permette di individuare, in funzione dell'applicazione, le prestazioni richieste all'accumulo, in termini di potenza e di autonomia.

FIGURA 2

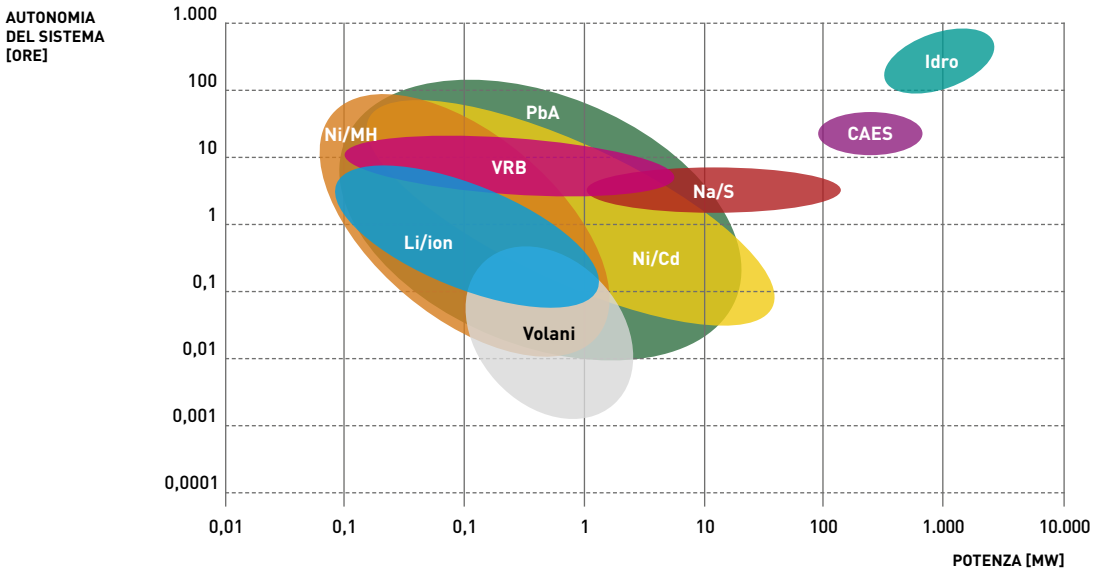
**Applicazioni dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico in funzione della potenza di scarica e dell'autonomia richiesta**



La Figura 3 mostra le taglie tipiche delle diverse tecnologie di accumulo installate e disponibili a livello commerciale. Rapportata alla figura precedente può essere utilizzata per valutare quali siano le tecnologie più adatte allo svolgimento delle diverse funzioni all'interno della rete.

FIGURA 3

**Confronto in termini di potenza/tempo di scarica tra le diverse tecnologie di accumulo (elaborazione su fonte ESA – Electricity Storage Association)**



Un altro modo di rappresentare le caratteristiche dei sistemi di accumulo è costituito dal cosiddetto diagramma di Ragone (pagina 23), che permette di confrontare diverse tecnologie sulla base dell'energia e della potenza offerte a parità di peso. Attraverso l'utilizzo di tale diagramma, definita l'applicazione, è possibile individuare il sistema di accumulo che si presta meglio a svolgere la funzione richiesta.

La parte alta del diagramma è occupata dalle tecnologie adatte ad applicazioni in energia mentre quelle in potenza ne occupano la parte più a destra, dove sono presenti i volani e i supercondensatori che offrono un'alta densità di potenza. Nel diagramma si possono anche leggere i tempi tipici di utilizzo dei differenti accumuli; ad esempio, i volani sono collocati tra i segmenti di retta 36 secondi e 6 minuti, mentre le batterie litio/ioni si trovano nella fascia individuata da segmenti 6 minuti e 10 ore.

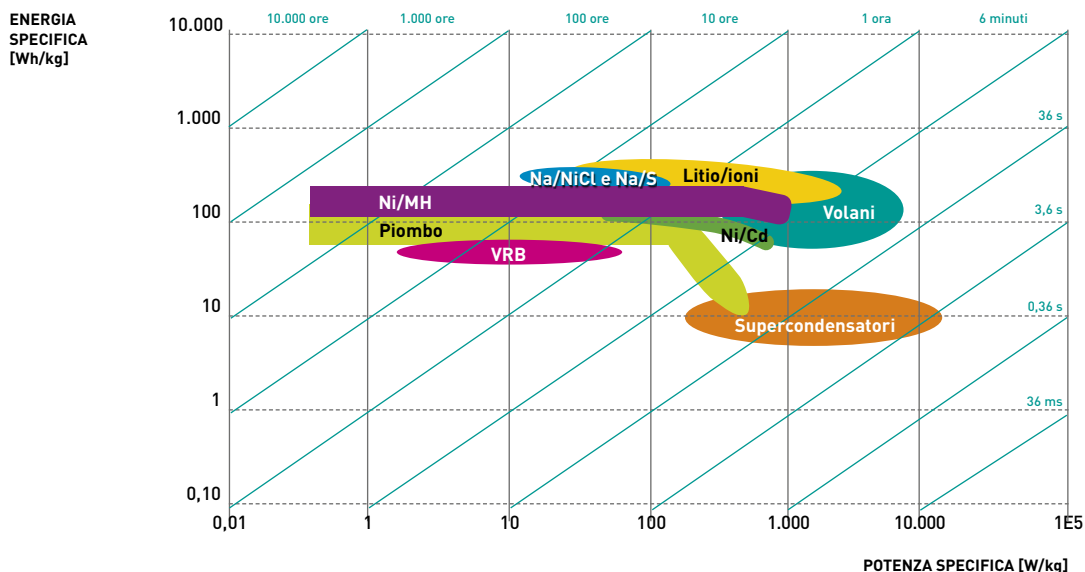
L'analisi della tecnologia di accumulo più idonea per le diverse applicazioni – accanto all'autonomia – deve includere anche:

- il tempo di risposta, ovvero l'attitudine dell'accumulatore a variare la potenza erogata o assorbita in tempi rapidi, poiché come si è detto in alcune applicazioni i sistemi di accumulo, oltre a dover garantire una certa potenza e una data autonomia, devono essere in grado di transitare con estrema rapidità da un livello di potenza a un altro;

## Classificazione dei sistemi di accumulo in base alle prestazioni

FIGURA 4

Diagramma di Ragone per alcuni tipi di accumulatori



- il rapporto tra potenza erogabile ed energia immagazzinabile, che permette di quantificare l'attitudine dei diversi sistemi di accumulo a lavorare in potenza piuttosto che in energia.

Quest'ultimo parametro ha un valore elevato per le tecnologie che sono caratterizzate da "prestazioni in potenza" e sono in grado di erogare potenze elevate per brevi periodi di tempo, che variano da qualche secondo a pochi minuti. I dispositivi più adatti per l'applicazione sono i supercondensatori e i volani, che possono svolgere diverse funzioni a supporto della rete come la regolazione di tensione, la regolazione primaria della frequenza, i servizi di *power quality*.

Una seconda ampia classe di sistemi di accumulo è rappresentata dai sistemi con "prestazioni in energia", che sono in grado di erogare determinate potenze con autonomie dell'ordine delle ore, e sono quindi caratterizzati da un basso valore del rapporto potenza/energia. Le tecnologie più adatte all'applicazione sono gli impianti di pompaggio idraulico e gli impianti CAES, oltre ad alcuni sistemi di accumulo elettrochimico che possono svolgere molteplici funzioni a servizio della rete, come il *peak shaving*, il *time-shift* e l'accoppiamento con grossi campi fotovoltaici e parchi eolici. Se, da un lato, CAES e pompaggio idraulico - essendo sistemi di accumulo di grossa taglia, con potenze di scarica dell'ordine delle centinaia di MW e autonomie della decina di ore - si prestano a svolgere queste applicazioni a livello



della rete di trasmissione, i sistemi di accumulo elettrochimico per la loro modularità possono garantire queste funzioni anche nelle reti di distribuzione (smart grids) e in prossimità dell'utenza.

Gli accumulatori elettrochimici presentano generalmente buone prestazioni sia in termini di autonomia che di tempo di risposta e offrono prestazioni intermedie in termini di rapporto fra potenza offerta ed energia immagazzinabile.

In generale i sistemi di accumulo elettrochimico possono garantire autonomie paragonabili a quelle del pompaggio idraulico e del CAES; le batterie litio/ioni e nickel/cadmio sono in grado di offrire anche prestazioni in potenza, con autonomie superiori a quelle dei supercondensatori e dei volani. Inoltre, le batterie litio/ioni e le batterie nichel/cadmio sono caratterizzate da un'elevata potenza specifica e da tempi di risposta molto rapidi e sono adatte a lavorare anche in potenza. Tuttavia tali applicazioni sono energeticamente sovradimensionate rispetto ai volani e ai supercondensatori, che presentano tempi di carica e scarica molto brevi.

In conclusione, la Tabella 1 consente una comparazione tra le tecnologie di accumulo in funzione delle loro prestazioni e permette di individuare quelle che meglio si adattano alle applicazioni descritte in precedenza.

TABELLA 1

### Comparazione dei sistemi di accumulo per le applicazioni standard definite in precedenza

APPLICAZIONE	Idro	CAES	Na/S	Na/NiCl	Li/ion	Ni/Cd	Ni/MH	Pb/acido	Redox	Volani	SC
Time-shift	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Integrazione rinnovabili (Profilo prevedibile)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Differimento investimenti rete	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione primaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione secondaria	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Regolazione terziaria (Riserva pronta)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Riaccensione sistema elettrico	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Supporto di tensione	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Qualità del servizio (power quality)	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

● Sistema adatto all'applicazione     
● Sistema meno adatto degli altri all'applicazione     
● Sistema non adatto all'applicazione

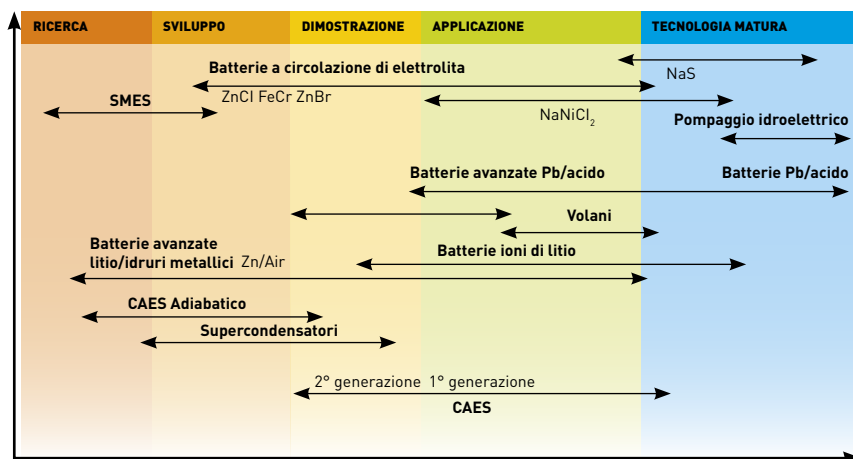
## Classificazione dei sistemi di accumulo in base alle prestazioni

Il livello di maturità delle diverse tecnologie è illustrato in Figura 5, con l'orizzonte temporale del 2030 secondo quanto riportato in [11].

**FIGURA 5**

(riprodotto da:  
D. Rastler, *Energy Storage Program*  
P94, EPRI, 2011)

### Stato attuale delle diverse tecnologie di accumulo e prospettive di sviluppo con orizzonte 2030



La punta della freccia a sinistra indica lo stato corrente della tecnologia

La punta della freccia a destra indica il livello di sviluppo atteso al 2030

Gli accumulatori elettrochimici, o pile secondarie, sono una sottocategoria dei cosiddetti “generatori stazionari di forza elettromotrice”, che comprendono anche le pile primarie (le comuni pile) e le celle a combustibile. A differenza delle pile primarie, le pile secondarie sono ricaricabili, ovvero il processo di trasformazione diretta dell'energia chimica in energia elettrica è reversibile. Ciò permette l'accumulo dell'energia elettrica sotto forma di energia chimica, rendendola disponibile al momento opportuno.

Le batterie sono costituite dalla combinazione, in serie e/o parallelo, di un certo numero di accumulatori elettrochimici.

## 4.1

### PRINCIPIO BASE DI FUNZIONAMENTO

Il principio alla base del funzionamento dei generatori elettrochimici è costituito dalle reazioni di ossidoriduzione, in cui una specie chimica (specie riducente) perde elettroni e si ossida e una seconda specie chimica (specie ossidante) acquista gli elettroni persi dal riducente e si riduce. Il carattere ossidante o riducente di una sostanza non può essere definito in modo assoluto, in quanto è condizionato dal partner della reazione: una stessa specie può comportarsi come riducente verso una sostanza o ossidante verso un'altra. La scala dei potenziali standard delle reazioni di riduzione consente di definire la capacità riducente o ossidante di una specie verso l'altra.

Ogni reazione di ossidoriduzione spontanea può essere potenzialmente una sorgente di energia elettrica. È possibile costruire un circuito esterno che permetta di intercettare il flusso di elettroni attraverso un conduttore che li collega, ottenendo quindi una corrente elettrica con un potenziale che dipende dalle specie tra cui avviene la reazione. Tale sistema costituisce la pila elettrochimica.

In alcuni casi è inoltre possibile, applicando un campo elettrico dall'esterno, invertire il percorso degli elettroni e il verso della reazione, riportando il sistema nello stato iniziale e trasformando l'energia elettrica in energia chimica, con una reazione che prende il nome di elettrolisi. Il sistema che permette la conversione reversibile di energia chimica in energia elettrica prende il nome di accumulatore elettrochimico.

Esistono numerose tipologie di celle elettrochimiche, che si differenziano per le specie che partecipano alla reazione, ma sono tutte accomunate da una struttura base, costituita da due semicelle, ciascuna composta da un elettrodo metallico immerso in una soluzione elettrolitica, che spesso contiene ioni dello stesso metallo, e separate da un setto poroso che permette il passaggio degli ioni (necessario per ottenere il bilanciamento delle cariche) impedendo il mescolamento delle soluzioni.

## 4.2

### REAZIONI PARASSITE

Il comportamento reale dei generatori elettrochimici differisce da quello ideale sin qui descritto. In particolare, oltre alle reazioni principali che portano allo sviluppo della corrente elettrica, hanno luogo altre reazioni “parassite”, o “secondarie”, che sono competitive nei confronti delle principali e ostacolano il funzionamento del generatore.

Ad esempio, nella pila zinco/rame parte degli ioni di zinco  $Zn^{2+}$  riescono a migrare attraverso il separatore dalla semicella dello zinco a quella del rame. Giunti sull'e-

---

lettrodo di rame, questi ioni  $Zn^{++}$  si neutralizzano acquistando elettroni provenienti dal circuito esterno, e si depositano come atomi neutri sulla superficie del rame, il quale si ricopre progressivamente di zinco fino ad annullare la differenza di potenziale rispetto all'elettrodo di zinco. A seguito di tale reazione parassita irreversibile, la cella perde la proprietà di reversibilità e la possibilità di essere ricaricata.

Negli accumulatori elettrochimici una delle più note reazioni parassite è la reazione di gassificazione che si ha nella fase finale della ricarica per gli accumulatori con elettrolita acquoso (piombo/acido, nichel/cadmio, nichel/metalli idruri). La reazione si innesca al superamento della tensione di gassificazione, che avvia la reazione di elettrolisi dell'acqua dell'elettrolita producendo idrogeno all'elettrodo negativo e ossigeno al positivo. Le conseguenze di questa reazione parassita sono innanzitutto la riduzione del rendimento di ricarica dell'accumulatore – che non è unitario, dal momento che una parte della corrente di ricarica viene impiegata nella reazione parassita – il consumo dell'acqua dell'elettrolita e la produzione di gas che possono formare miscele potenzialmente pericolose.

Anche l'autoscarica di un accumulatore, ovvero la scarica che avviene quando l'accumulatore è a riposo, è dovuta a varie reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e portano nel tempo alla scarica completa. L'entità dell'autoscarica varia a seconda della tipologia di accumulatore; ad esempio, nella batteria al piombo l'autoscarica ha un valore pari circa al 2-3% della capacità al mese.

---

## 4.3

### TIPOLOGIE DI ACCUMULATORI ELETTROCHIMICI

Esistono numerose tipologie di accumulatori che si differenziano, oltre che per le coppie di elettrodi e per il tipo di elettrolita, anche per le caratteristiche costruttive. Tralasciando le tecnologie che non hanno ancora raggiunto un livello di sviluppo commerciale, le principali si dividono in quattro categorie: gli accumulatori con elettrolita acquoso, che comprendono l'accumulatore al piombo/acido, nichel/cadmio e nichel/metal idruro; le batterie ad alta temperatura, che comprendono la sodio/zolfo e la sodio/cloruro di nichel; le batterie a circolazione di elettrolita e le batterie litio/ioni.

Gli **accumulatori al piombo** sono quelli con il più alto livello di maturità tecnologica e commerciale. Trovano largo impiego in applicazioni stazionarie quali UPS, alimentazioni di emergenza in centrali o sottostazioni elettriche, telecomunicazioni, e nei trasporti, come batterie di avviamento e per alimentare i servizi ausiliari a bordo di treni, navi e aerei. È la tecnologia più diffusa al mondo, con 130 GWh di capacità installata, grazie al basso prezzo e alla reperibilità delle materie prime, ma presenta una densità energetica piuttosto bassa e una durata di vita assai limitata.

L'**accumulatore al nichel/cadmio** è oggi la terza tecnologia al mondo per volume di vendite, dopo quelle al piombo e al litio, grazie in particolare alla capacità di lavorare bene a basse temperature mantenendo buone prestazioni e una elevata vita utile. Questi accumulatori sono impiegati in diverse applicazioni industriali e militari che richiedono sistemi robusti, affidabili e con buona durata di vita e che offrano buone prestazioni anche in condizioni climatiche non ottimali. Nonostante questo, l'evoluzione dell'accumulatore nichel/cadmio è sensibilmente rallentata; la tecnologia è anzi in fase di declino per i problemi ambientali legati alla presenza del cadmio e viene sostituita quando possibile dall'**accumulatore nichel/idruri metallici**. La tecnologia degli idruri metallici comporta l'uso di materie prime costose: per questo motivo questi accumulatori erano molto utilizzati fino a qualche anno fa nel settore

delle applicazioni portatili di piccola taglia, dove i benefici dell'effetto volume compensano almeno in parte i maggiori costi. Negli ultimi anni la tecnologia delle batterie litio-ioni ha soppiantato questa tecnologia nell'applicazione dell'elettronica portatile. Gli accumulatori nichel/metal idruri sono tuttora utilizzati per la trazione dei veicoli elettrici ibridi, ma anche in questo campo gli accumulatori litio/ioni stanno prendendo il sopravvento.

Le **batterie ad alta temperatura**, che comprendono quelle sodio/zolfo e sodio/cloruro di nichel, lavorano ad una temperatura interna di circa 300 °C, necessaria per portare gli elettrodi allo stato fuso e per aumentare la conducibilità dell'elettrolita. Lo sviluppo di queste tipologie di celle è stato spinto dall'esigenza di individuare coppie elettrochimiche in grado di fornire energie specifiche molto elevate senza ricorrere all'utilizzo di materiali eccessivamente pregiati e rari. Queste batterie si caratterizzano per una energia specifica molto più elevata rispetto agli accumulatori con elettrolita acquoso, elevati rendimenti energetici, prestazioni indipendenti dalla temperatura ambiente, buona vita attesa. Per motivi gestionali e di sicurezza non sono disponibili sul mercato come celle singole, ma come sistemi completi di BMS (*Battery Management System*, Sistema di Gestione delle Batterie), sistema di controllo delle grandezze di batteria e in particolare della relativa temperatura.

Le **batterie a circolazione di elettrolita** sono in grado di accumulare energia elettrica in soluzioni elettrolitiche contenenti differenti coppie Redox, utilizzando reazioni accoppiate di ossido-riduzione in cui sia i reagenti, sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa. Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messi in circolazione da pompe e si interfacciano attraverso una membrana (separator) che permette lo scambio ionico, impedendo però il mescolamento delle soluzioni.

La loro caratteristica più importante è il totale disaccoppiamento tra le caratteristiche di potenza e di energia. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (compatibilmente con la velocità della reazione) e quindi dalla superficie della membrana e dalla portata delle pompe. La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di liquido totale e quindi alla capienza dei serbatoi: pertanto è possibile aumentare la capacità della batteria semplicemente aumentando le dimensioni dei serbatoi. Gli accumulatori a flusso di elettrolita si prestano in modo particolare ad applicazioni di taglia molto grande (ordine del megawattora). La vita attesa è piuttosto lunga: le batterie Redox al vanadio possono superare i 10.000 cicli di carica/scarica (oltre 20 anni di vita operativa).

Le **batterie agli ioni di litio** sono ad oggi la più promettente tecnologia di accumulo elettrochimico e sono caratterizzate da ottime prestazioni in termini di energia e potenza specifica, altissimo rendimento energetico, vita attesa molto lunga. Il litio è il metallo con il più basso peso atomico, ha un potenziale standard molto elevato (-3,04 V) e una capacità specifica molto alta, pari a 3,86 Ah/kg. Queste caratteristiche lo rendono l'elemento di elezione per la realizzazione di batterie con elevata energia specifica [12]. Le batterie litio/ioni sono una tecnologia relativamente giovane, dal momento che il loro sviluppo è stato avviato negli anni '70 e la prima batteria ricaricabile agli ioni di litio è stata commercializzata nel 1991. Per le loro caratteristiche si prestano all'utilizzo nella trazione elettrica e questo ha dato un grande slancio alla ricerca che è tuttora molto attiva.

La famiglia delle batterie agli ioni di litio comprende molte sottocategorie, caratterizzate da una stessa struttura di base ma differenziate principalmente sulla base

---

## Gli accumulatori elettrochimici

dei materiali elettrodi e degli elettroliti. L'anodo è quasi per tutte le diverse tipologie costituito da grafite allo stato litiato, mentre il catodo è un ossido litiato di un metallo di transizione (ferro fosfato, ossido di manganese, nichel/cobalto/alluminio, nichel/cobalto/manganese, eccetera). L'elettrolita, costituito da sali di litio in solvente organico, può essere liquido polimerico, gel o ceramico. Ciascuna combinazione presenta differenti vantaggi e svantaggi in termini di energia e potenza specifica, vita, costi e sicurezza, ma non esiste una tecnologia in assoluto ottimale.

Le celle litio/ioni possono dare origine a situazioni di pericolo se sottoposte a condizioni di sovraccarico elettrico e/o termico, per questo è necessario l'utilizzo di un sistema di bilanciamento delle tensioni di cella e di un BMS che monitori le grandezze di cella e di batteria e intervenga in caso di condizioni a rischio.

---

### 4.4

#### INSTALLAZIONI NEL MONDO

I sistemi di accumulo elettrochimico trovano al momento un ridotto impiego nelle reti elettriche, coprendo - ad oggi - nel mondo una quota pari a 450 MW su un totale di 125 GW (si veda [1], [14]).

Di seguito sono elencate alcune delle più importanti applicazioni dei sistemi di accumulo elettrochimico all'interno della rete elettrica.

Le **batterie sodio/zolfo** costituiscono circa il 70% della potenza installata per un totale di 316 MW in 221 impianti in tutto il mondo. Ben 160 MW sono impiegati a Tokyo, mentre un impianto da 50 MW è installato ad Abu Dhabi [15].

Un impianto sodio/zolfo a supporto della rete è il sistema da 34 MW e 244,8 MWh, in funzione a partire dall'agosto 2008, installato nel nord del Giappone e utilizzato per regolarizzare la produzione di un parco eolico da 51 MW di potenza [16]. Il sistema è composto da 17 moduli da 2 MW ciascuno e consente di controllare la potenza in funzione di un profilo di immissione determinato in base al mercato elettrico.

Negli Stati Uniti AEP (American Electric Power), in collaborazione con il costruttore NGK, ha installato nel 2006 un sistema di accumulo da 1,2 MW - 7,2 MWh, in una sottostazione di Charleston, West Virginia [17].

Il sistema è connesso all'uscita del trasformatore della sottostazione, da 20 MVA 46 kV/12 kV, che in diverse occasioni nell'estate del 2005 aveva quasi raggiunto il limite massimo di carico. Il sistema ha lo scopo di ridurre la potenza in transito al trasformatore durante i periodi di picco, in modo da rinviare la realizzazione di una nuova sottostazione di maggiore potenza. A partire dal giugno 2010 il sistema è stato anche utilizzato per funzioni di *peak shaving* (si veda il paragrafo 2.1) con cicli giornalieri e, nonostante il completamento della nuova sottostazione nel giugno 2011, è tuttora utilizzato per tale funzione.

Le **batterie litio/ioni** rappresentano, al 2011, la principale alternativa alla tecnologia sodio/zolfo, con un installato di circa 45 MW di potenza. A partire dal 2008, la società A123 Systems ha distribuito più di 20 MW di sistemi di batterie litio/ioni, con catodo in fosfato di ferro nanostrutturato, che sono attualmente utilizzati per i servizi ancillari di rete, quali il controllo di frequenza e la riserva rapida [18].

Tra i diversi sistemi distribuiti da A123 Systems, quello di maggiore interesse in virtù della sua grossa taglia è installato nella sottostazione di Gener's Los Andes nel deserto di Atacama in Cile. Il sistema è costituito da 8 container da 2 MW ciascuno, e permette all'operatore di rete di compensare le fluttuazioni della domanda elettrica nel Nord del Cile, garantendo la regolazione di frequenza in modo meno costoso e più accurato rispetto ai dispositivi tradizionali.

Negli Stati Uniti Altairnano, in collaborazione con AES Corporation, ha sviluppato un sistema prototipale da 2 MW, 500 kWh, comprendente una batteria realizzata con moduli di celle litio/ioni con anodo al titanato di litio. Il sistema è formato da due container gemelli, connessi in serie e allacciati alla rete trifase a 480 V<sub>AC</sub> attraverso un convertitore statico DC/AC e un trasformatore. I due container sono installati in una sottostazione di proprietà della Indianapolis Power&Light (IPL), allo scopo di verificare l'attitudine del sistema ad effettuare la regolazione di frequenza di rete su una base temporale dell'ordine del secondo.

Nel mondo non si ritrovano molte applicazioni nello stazionario per le **batterie nichel/cadmio**. La potenza installata complessiva è pari a 27 MW, totalmente determinata da un sistema realizzato in collaborazione tra SAFT e ABB, installato a Fairbanks in Alaska dalla Golden Valley Electric Authority (GVEA) ed inaugurata nell'agosto 2003 [19]. Il sistema è composto da oltre 13.760 celle nichel/cadmio, ha una tensione totale di 5.000 V<sub>DC</sub>, una capacità di 18 MWh ed è oggi una tra le batterie più potenti al mondo, in grado di erogare 27 MW per 15 minuti o 46 MW per 5 minuti. Lavora a supporto della rete per la compensazione della potenza reattiva, la riserva rapida, la regolazione di frequenza, il *load following*, il *load levelling*, svolgendo quindi servizi molto diversificati di supporto alla rete elettrica.

Le **batterie piombo/acido**, nonostante abbiano raggiunto grande maturità tecnologica e in passato siano state molto utilizzate, soprattutto in applicazioni per la continuità del servizio elettrico, presentano un installato globale pari a soli 35 MW.

Un primo esempio di impianto con batterie piombo/acido, risalente al 1997 e ancora in funzione, è rappresentato dal sistema al servizio della comunità rurale di Metlakatla, nelle isole Annette. Il sistema, realizzato dalla Exide Technologies e dalla General Electric mediante 1.134 celle di tipo VRLA (Valve Regulated Lead Acid), connesse su tre stringhe ciascuna da 378 elementi, fornisce una potenza di 1 MW con un'energia di 1,4 MWh e svolge il controllo di tensione. Ha funzionato in modo continuativo per 11 anni e mezzo; nel 2008 si è provveduto a sostituire le celle VRLA ormai giunte a fine vita [20].

Tra le installazioni più recenti si può citare l'impianto realizzato dalla Xtreme Power ad Oahu, nelle Hawaii, da 15 MW e 10 MWh a supporto di un parco eolico da 30 MW. Il sistema, realizzato con batterie acide al piombo di tipo avanzato, è connesso alla rete radiale da 12,47 kV e permette di limitare le fluttuazioni della potenza generata dall'impianto eolico.

Le **batterie Redox**, nonostante le interessanti prestazioni, trovano ancora poco impiego nelle reti elettriche, con un installato che si aggira intorno a 9 MW nel mondo.

Un esempio di impianto Redox al vanadio è rappresentato dal sistema realizzato da Prudent Energy e Sumitomo Electric Industries ad Hokkaido in Giappone e rimasto in funzione a partire dal 2005 fino al 2008. Tale sistema, della taglia di 4 MW e 6 MWh con una potenza di picco di 6 MW per 30 secondi, era accoppiato ad un parco eolico da 30,6 MW di potenza e permetteva il livellamento dei picchi di potenza prodotta [21].

Un esempio di impianto Redox zinco/bromo è rappresentato dal sistema installato a Detroit, in Michigan, e realizzato in collaborazione da ZBB Energy e Detroit Edison. La batteria, da 200 kW e 400 kWh, è installata in una sottostazione da 4,8 kV, con funzioni di *peak shaving* durante i periodi estivi; consente di non sovraccaricare il trasformatore da 800 kVA.

Le **batterie sodio/cloruri metallici** hanno trovato finora un ridotto utilizzo a supporto della rete. L'unico impianto al momento disponibile è stato realizzato da FIAMM in collaborazione con Elettronica Santerno, Terni Energia e Galileia ad Almi-

## Gli accumulatori elettrochimici

sano (Vicenza). Il sistema, basato su batterie sodio/cloruro di nichel, è costituito da 10 moduli da 23 kWh ciascuno, per un totale di 230 kWh installati, ed è accoppiato ad un impianto fotovoltaico da 180 kWp. Permette di accumulare l'energia prodotta in eccesso dal fotovoltaico rispetto al carico locale e di riutilizzarla nei momenti di maggiore richiesta di energia o di produzione insufficiente.

### 4.5

#### SINTESI DELLE PRESTAZIONI

La Tabella 3 (a pagina 32) permette un confronto tra le principali tecnologie di accumulatori elettrochimici, riassumendone punti di forza e svantaggi.

### 4.6

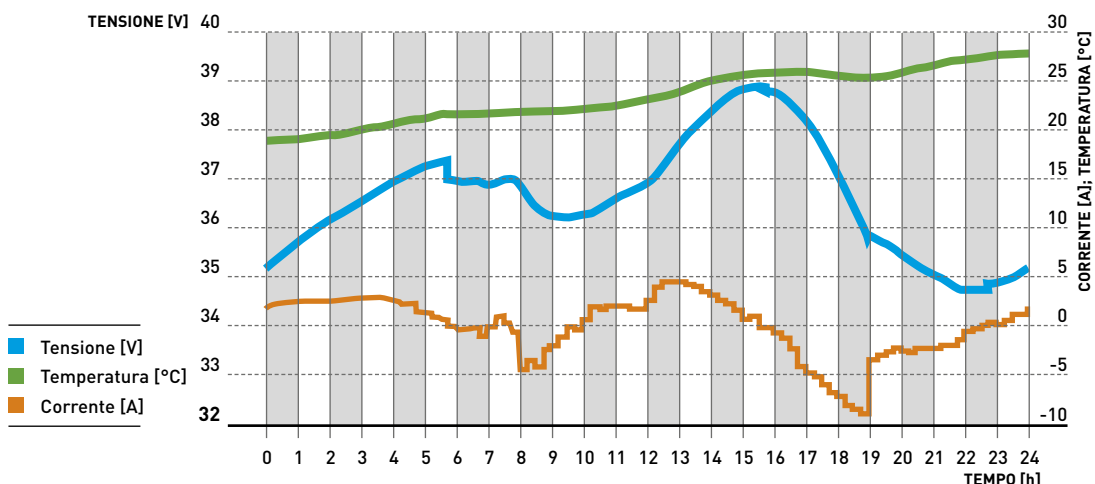
#### LE ATTIVITÀ DI RICERCA IN RSE

L'attività di ricerca RSE sull'accumulo elettrochimico copre diversi argomenti, tra cui:

- l'analisi tecnico/economica delle applicazioni dei sistemi di accumulo a supporto del sistema elettrico, con la definizione di alcuni casi studio;
- lo sviluppo di sistemi di controllo e gestione dei sistemi di accumulo utilizzati in reti di generazione distribuita. In particolare, un filtro attivo con supercondensatori per migliorare la *power quality* in una rete di distribuzione in BT, e un sistema che integra una batteria al litio e un impianto fotovoltaico, per rendere programmabile la curva di produzione del generatore;
- la caratterizzazione delle prestazioni di sistemi di accumulo innovativi (litio/ioni, sodio/cloruro di nichel, eccetera) secondo profili di prova che ne simulano le modalità di lavoro in applicazioni stazionarie e connesse alla rete. Ad esempio, le curve mostrate nella Tabella 2 mostrano l'andamento di tensione, corrente e temperatura di una batteria al litio utilizzata in accoppiamento ad un generatore fotovoltaico in una microrete residenziale, con l'obiettivo di ottimizzare lo sfruttamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, minimizzando l'acquisto di energia da rete e livellando i picchi di carico.

TABELLA 2

Profilo di lavoro di una batteria in una microrete di generazione distribuita





## Gli accumulatori elettrochimici

Nell'ambito delle attività sperimentali, infine, si stanno conducendo prove di vita per analizzare l'invecchiamento delle batterie litio/ioni. Le stesse prove saranno eseguite anche su una batteria tradizionale al piombo tipo VRLA, a titolo di confronto.

**TABELLA 3**
**Comparazione tra gli accumulatori**

TECNOLOGIA	VANTAGGI	SVANTAGGI	R&D
Piombo	Economica Tecnologicamente matura Materiale abbondante e riciclabile	Vita attesa breve Bassa potenza ed energia specifica Produzione di idrogeno Prestazioni fortemente dipendenti dal regime di lavoro e dalla temperatura Rendimento energetico basso Difficoltà di misurare lo stato di carica (State of Charge, SOC)	Nuovi drogaggi che permettono un miglioramento delle prestazioni
Nichel/cadmio	Buone prestazioni a basse e alte temperature Tecnologicamente matura Sicurezza elevata	Tossicità del cadmio Autoscarica elevata Produzione di idrogeno Rendimento energetico basso. In calo per la presenza del cadmio, continuerà ad essere utilizzata in applicazioni specifiche Effetto memoria	
Nichel/metal-idruri	Potenza ed energia specifica elevate Sicurezza elevata	Costo elevato Autoscarica elevata Rendimento energetico basso Effetto memoria Difficoltà di misurare il SOC	Riduzione dei costi Aumento della vita attesa
Sodio/zolfo	Potenza ed energia specifica elevate Rendimento energetico elevato Prestazioni indipendenti dalla temperatura Vita attesa lunga Abbondanza di materie prime poco costose	Perdite energetiche per riscaldamento Necessità di un BMS per gestire la batteria in sicurezza, con aumento dei costi	Riduzione dei costi Riduzione della temperatura di lavoro attraverso nuovi separatori ceramici Sicurezza
Sodio/cloruro di nichel	Energia specifica elevata Rendimento energetico elevato Prestazioni indipendenti dalla temperatura	Perdite per riscaldamento Potenza specifica bassa	Riduzione dei costi Aumento della potenza specifica riducendo la resistenza interna Riduzione della temperatura di lavoro attraverso nuovi separatori ceramici Sicurezza
Litio/ioni	Alta energia e potenza specifica Rendimento energetico molto elevato Vita attesa lunga Minima manutenzione	Necessità di un BMS per gestire la batteria in sicurezza, con aumento dei costi La maggior parte delle tipologie non possono essere caricate a bassa temperatura	Materiali elettrodi ed elettroliti meno costosi e più sicuri
VRB	Vita attesa lunghissima Disaccoppiamento della potenza ed energia Scaricabile fino a tensione nulla	Onerosa manutenzione del circuito idraulico Rendimento energetico basso per la presenza di organi attivi Sensibile alla temperatura Energia specifica bassa	Nuove coppie Redox con maggiore energia specifica Riduzione dei costi Miglioramento della gestione

## 5.1

### PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

I supercondensatori (SC), spesso chiamati condensatori elettrochimici o condensatori a doppio strato, sono dispositivi in grado di accumulare energia elettrica in forma elettrostatica.

Si distinguono dai condensatori elettrolitici tradizionali per l'utilizzo di materiali di elettrodo con un'elevata superficie utile e per la distanza tra i due elettrodi che è dell'ordine degli Angström ( $10^{-10}\text{m}$ ).

La struttura elementare di un supercondensatore è costituita da due elettrodi, depositati su supporti di alluminio che svolgono la funzione di collettori di corrente, separati da un materiale dielettrico e immersi in una soluzione elettrolitica.

Gli elettrodi sono realizzati con materiali porosi, generalmente a base di carbonio, al fine di incrementare la superficie di contatto disponibile con l'elettrolita, arrivando a superfici di migliaia di metri quadri.

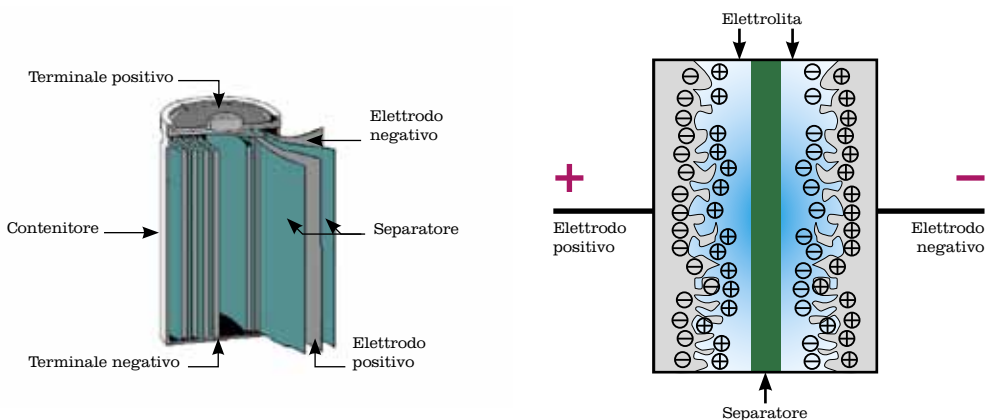
Il separatore dielettrico, generalmente realizzato con carta, plastica o ceramica, è necessario per impedire il passaggio degli elettroni all'interno del supercondensatore, garantendo allo stesso tempo un'elevata permeabilità al passaggio degli ioni dell'elettrolita.

Applicando una differenza di potenziale ai terminali di un supercondensatore s'innesca un processo di separazione degli ioni dell'elettrolita che porta alla formazione di un doppio strato di carica alle interfacce elettrodo/elettrolita, come mostrato in Figura 6. In particolare la tensione applicata determina l'accumulo di elettroni all'elettrodo positivo e la deposizione di cariche ioniche positive all'interfaccia con l'elettrolita. Allo stesso modo, si verifica un eccesso di cariche positive all'elettrodo negativo e la deposizione di cariche ioniche negative all'interfaccia con l'elettrolita.

Nei supercondensatori l'accumulo di energia elettrica avviene dunque mediante un processo fisico facilmente reversibile e molto rapido di carica e scarica del doppio strato e non si hanno processi chimici di ossidoriduzione. Questo permette di poter caricare e scaricare in modo molto rapido i supercondensatori per un numero di cicli di vita molto maggiore rispetto a quello degli accumulatori elettrochimici.

**FIGURA 6**

### Supercondensatore cilindrico e schematizzazione della formazione del doppio strato di carica



La piccolissima distanza tra i due elettrodi porta tuttavia a lavorare con intensi campi elettrici che possono raggiungere i valori di rigidità dielettrica del materiale dielettrico, ed è pertanto necessario limitare la tensione tra gli elettrodi e di conseguenza l'energia in essi immagazzinabile.

## 5.2

### DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA E PRESTAZIONI

I supercondensatori possono essere realizzati con tecnologie degli elettrodi e dell'elettrolita differenti. Il processo di accumulo delle cariche nel doppio strato è un processo superficiale e conseguentemente le caratteristiche superficiali degli elettrodi influenzano le prestazioni della cella.

Gli elettrodi possono essere realizzati attraverso tre diversi materiali [22]:

- carbonio, in forma di carboni attivi o di carboni nanostrutturati;
- ossidi metallici;
- polimeri conduttivi.

Gli elettrodi a base di carbonio sono i più utilizzati e sono caratterizzati da basso costo, alta area superficiale, ampia disponibilità, elevata polarizzabilità, oltre a presentare un processo tecnologico-produttivo ben consolidato. Con questa tecnologia di elettrodi sono realizzati supercondensatori a doppio strato (EDLC), in cui si ha la formazione di un doppio strato di carica e non si ha trasferimento di carica tra elettrodo ed elettrolita.

Gli elettrodi di carbonio si possono suddividere in due tipi, quelli a base di carboni attivi, polveri e stoffe, e quelli a base di carboni nanostrutturati. I più comuni e commercializzati sono quelli a base di carboni attivi, relativamente economici e con elevate aree superficiali. Con questa tipologia di elettrodi si ottengono capacità che vanno da pochi Farad fino a migliaia di Farad per cella.

I supercondensatori che utilizzano elettrodi a base di ossidi di metalli (rutenio, iridio o metalli nobili) o elettrodi a base di polimeri conduttivi sono chiamati in modo più specifico pseudocondensatori. Questi componenti accumulano energia anche attraverso il trasferimento di carica attraverso l'interfaccia elettrodo/elettrolita. In questo caso, oltre alla formazione del doppio strato di carica, si osserva la presenza di reazioni di ossidoriduzione localizzate all'interno degli elettrodi. Si riescono ad ottenere in questo modo valori di capacità specifica molto più elevati rispetto ai condensatori a doppio strato puri.

La scelta dell'elettrolita per un SC è importante quanto lo è la scelta del materiale usato per l'elettrodo, poiché la tecnologia dell'elettrolita influenza la resistenza interna della cella e la massima tensione di lavoro, e quindi l'energia accumulabile e la massima potenza di carica e scarica.

Gli elettroliti sono generalmente di tipo organico, di tipo acquoso o di tipo solido. L'elettrolita organico è il più diffuso tra i dispositivi commerciali, grazie al suo elevato potere di dissociazione. Gli elettroliti organici offrono una tensione di esercizio più elevata, tipicamente di 2,5-3V per elemento, ma una maggiore resistenza equivalente serie (ESR) e capacità specifiche minori rispetto a quelli acquosi.

I supercondensatori con elettrolita acquoso sono caratterizzati da una capacità specifica maggiore e da una minore resistenza. Inoltre, hanno un costo relativamente contenuto, però sopportano tensioni di cella più basse, intorno a 1 V, con una riduzione dell'energia immagazzinabile.

L'uso di elettroliti solidi ha una serie di vantaggi come minor corrosione, minor rilascio di sostanze pericolose, configurazioni più sottili e maggior compattezza nell'imballaggio, ma presentano un costo piuttosto elevato.

Nella Tabella 4 sono presentati i parametri prestazionali tipici di un supercondensatore.

# Supercondensatori

TABELLA 4

Parametri prestazionali tipici di un supercondensatore

PARAMETRO	VALORE TIPICO	COMMENTO
Tensione nominale di cella [V]	1 ÷ 2,7	La tensione nominale di cella dipende dalla tecnologia costruttiva del componente I supercondensatori con elettrolita organico presentano una tensione maggiore di quelli con elettrolita acquoso
Capacità faradica delle celle [F]	1 ÷ 5.000	
Potenza specifica [W/kg]	300 ÷ 10.000	
Energia specifica [Wh/kg]	1 ÷ 10	L'energia specifica è molto bassa, essendo dispositivi di potenza
Efficienza energetica [%]	85 ÷ 98	
Vita attesa [cicli]	500.000 ÷ 1.000.000	Questo valore è ottenuto per cicli di lavoro compresi tra la tensione massima e metà di quest'ultima
Range di temperatura di lavoro	-40 ÷ 65 °C	
Ausiliari necessari	Sistema di bilanciamento	

I supercondensatori sono a oggi, assieme alle batterie litio/ioni, tra i dispositivi di accumulo di energia maggiormente studiati e sviluppati. Lo sviluppo di tale dispositivo è finalizzato a individuare nuovi materiali elettrolici per aumentare la densità di energia, come il grafene, e nuovi materiali dielettrici che presentino rigidità dielettriche maggiori, e che quindi consentano di lavorare con tensioni maggiori.

## 5.3

### APPLICAZIONI

I supercondensatori, come appena visto, sono dispositivi di accumulo elettrico in grado di fornire in modo rapido valori di potenza elevata, con autonomie molto brevi e per un numero molto elevato di cicli di carica e scarica. Queste caratteristiche li rendono molto interessanti per le applicazioni nel campo della trazione elettrica, nelle applicazioni di potenza per impianti fissi e in accoppiamento con altri tipi di accumulatori elettrochimici per aumentarne le prestazioni in termini di potenza e di vita utile [23].

Nell'ambito della trazione elettrica possono essere utilizzati per la propulsione del motore elettrico di veicoli ibridi, oppure in accoppiamento con batterie, allo scopo di fornire i picchi di potenza all'avviamento o durante improvvise accelerazioni e per il recupero dell'energia in frenatura. Possono essere impiegati anche per il recupero dell'energia di frenatura su metropolitane e treni, per l'alimentazione dei servizi ausiliari sugli autobus e per la propulsione dei tram nei tratti privi di cavi aerei con punti di ricarica ultrarapida posizionati in corrispondenza delle fermate del mezzo.

Nelle applicazioni di tipo stazionario si prestano a compensare le fluttuazioni di potenza nella rete elettrica per garantire la stabilità della rete e per la regolazione della tensione. Sono inoltre particolarmente adatti ad applicazioni di *power quality* [24], per migliorare la qualità della fornitura e garantire la bontà della forma d'onda

della tensione di alimentazione. I vantaggi dei supercondensatori rispetto ad altri sistemi di accumulo analoghi, quali ad esempio i volani ad alta velocità, sono le dimensioni e il peso ridotti, la semplicità di gestione e di manutenzione e i costi relativamente contenuti.

## 5.4

### ASPETTI ECONOMICI ED AMBIENTALI

I supercondensatori presentano un costo specifico di 300-500 €/kW e, data l'elevata vita attesa, garantiscono un costo molto basso per ciclo completo di carica e scarica, se confrontati con i tradizionali sistemi di accumulo elettrochimico. Il loro limite più evidente è l'autonomia molto ridotta (dell'ordine di pochi secondi). I supercondensatori non presentano grossi problemi di impatto ambientale poiché i materiali costituenti non sono tossici. L'unico problema è rappresentato dagli elettroliti di tipo organico che, al pari di quelli contenuti nelle batterie litio/ioni, contengono solventi che risultano infiammabili, irritanti e corrosivi.

Allo stato attuale tale componente è trattato come qualsiasi tradizionale apparecchiatura elettronica, e il suo processo di riciclaggio è economicamente conveniente in virtù del quantitativo di alluminio e di altri metalli contenuti.

## Gli impianti di pompaggio

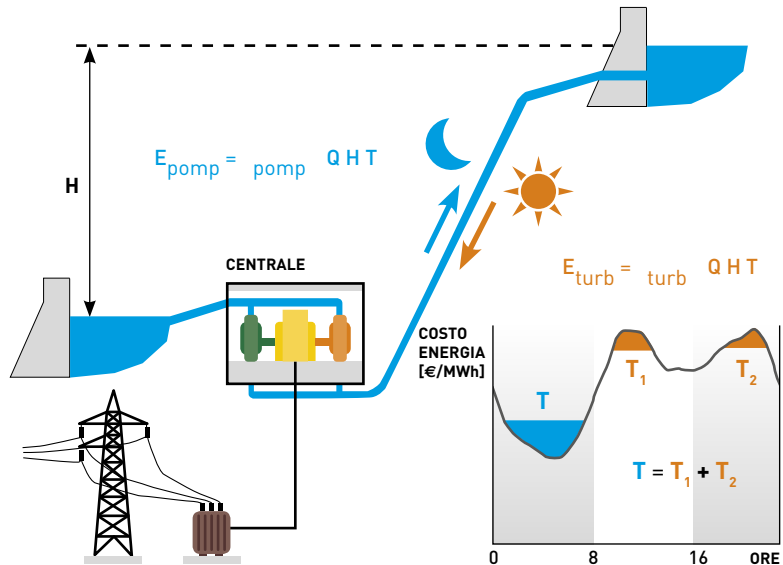
Gli impianti idroelettrici a deflusso regolato e di accumulo mediante pompaggio rivestono un ruolo fondamentale per il sistema elettrico italiano, grazie alla possibilità di modulare l'erogazione della potenza elettrica nell'arco dell'intera giornata e alla capacità di inserire in rete l'energia prodotta in tempi rapidissimi. Entrambe queste caratteristiche sono fondamentali per la copertura delle punte di carico giornaliera e per la regolazione della frequenza della rete.

Gli impianti di accumulo mediante pompaggio idroelettrico sono in grado di svolgere al meglio tale funzione, poiché possono essere eserciti in maniera reversibile, con tempi di risposta di decine di secondi, e permettono di accumulare grandi quantità di energia a costi decisamente più vantaggiosi rispetto ai sistemi di accumulo di altro tipo attualmente disponibili [25]. Per contro, tali impianti richiedono costi di investimento relativamente alti e necessitano di essere collocati in siti geo-morfologicamente favorevoli.

Gli impianti di pompaggio sono del tutto simili ai tradizionali impianti idroelettrici a deflusso regolato, che permettono di modificare il regime delle portate utilizzate dalla centrale, rispetto a quello del deflusso naturale dei corsi d'acqua, grazie alle capacità di invaso del serbatoio o bacino di monte. Il loro funzionamento si basa sostanzialmente sulla possibilità di generare un flusso ciclico d'acqua tra due invasi, posti a quote differenti, caratterizzato da due possibili fasi di esercizio: una di generazione, l'altra di pompaggio (Figura 7).

FIGURA 7

### Schema tipico degli impianti di accumulo mediante pompaggio e loro funzionamento



La fase di generazione avviene nelle ore di punta dei consumi, generalmente diurne, quando l'acqua immagazzinata nel serbatoio superiore è fatta defluire lungo le condotte per mettere in movimento le turbine della centrale. L'acqua utilizzata, anziché essere rilasciata nell'alveo a valle, è quindi accumulata nel serbatoio inferiore dell'impianto idroelettrico. Nelle ore in cui c'è maggiore disponibilità d'energia a basso costo (di solito notturne e/o festive), l'acqua accumulata nel serbatoio inferiore è risolledata nell'invaso superiore mediante pompe azionate dall'alternatore. In questa fase l'alternatore funziona come motore, anziché generatore, e assorbe dalla rete l'energia necessaria. Questo processo consente di ripristinare nell'invaso superiore un volume d'acqua tale da rendere possibile la successiva fase di generazione. Il bilancio energetico per questo tipo di impianti è ovviamente sfavorevole, in quanto a causa delle perdite di conversione e di carico, il sollevamento della medesima quantità di acqua richiede più energia (15 ÷ 30%) di quanta la stessa quantità ne produce quando viene rilasciata e turbinata.

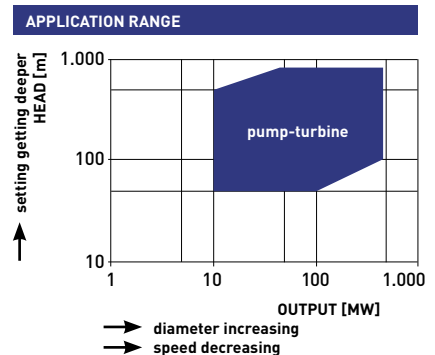
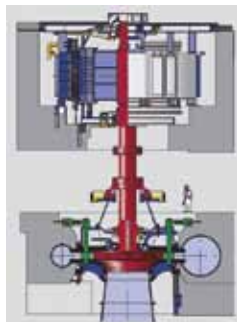
Il servizio di riserva e modulazione mediante sistemi di accumulo sta divenendo sempre più importante, alla luce della necessità di integrare in rete quote sempre crescenti di energia prodotta da fonti rinnovabili, quali il vento e il sole, intrinsecamente di natura intermittente. Diverse *utility* e gestori di rete elettrici stanno valutando attentamente i vantaggi tecnici ed economici che un'integrazione ben studiata tra sistemi di pompaggio idroelettrico e fonti rinnovabili eoliche e solari possono apportare al sistema elettrico.

I primi impieghi di sistemi di pompaggio idroelettrico per l'accumulo di energia risalgono alla fine dell'800 in Italia e in Svizzera, anche se solo a partire dagli anni '30 del secolo scorso, con lo sviluppo delle prime macchine reversibili pompa/turbina, hanno cominciato a diffondersi nel mondo. Negli anni più recenti gli impianti di pompaggio hanno raggiunto un livello di efficienza molto elevato, grazie allo sviluppo di turbine reversibili a velocità variabile e ad alto rendimento, che operano in modo sincrono con la frequenza di rete in fase di generazione e in modo asincrono nella fase di pompaggio (Figura 8).

Nel 2009 la capacità di pompaggio installata nel mondo ammontava a 124 GW e si stima che nel 2014 essa crescerà fino a 203 GW. In Europa la capacità complessiva è di 45 GW e rappresenta circa il 5% della capacità elettrica totale.

FIGURA 8

### Modello di turbina reversibile a velocità variabile Voith e campi di applicazione [26]



## Gli impianti di pompaggio

Secondo una recente indagine ([27], [28], [29]) nei prossimi anni in Europa si assisterà a una forte crescita del numero di impianti installati; in particolare, si stima che entro il 2020 saranno costruiti più di 60 impianti per una capacità complessiva di circa 27 GW, pari a oltre il 50% della capacità attuale. Come detto in precedenza, il motivo trainante di questa forte crescita è dovuto alla necessità di incrementare l'immissione in rete di quote sempre crescenti di energia rinnovabile. Per questo motivo, la maggior parte dei nuovi impianti sarà costruita nei Paesi che maggiormente producono energia da fonte eolica e solare (Germania, Spagna e Portogallo) oppure nei Paesi ad essi adiacenti che presentano condizioni topografiche particolarmente favorevoli (come Svizzera e Austria).

Tra gli impianti di grande taglia più importanti in fase di costruzione in Europa, si segnala l'impianto spagnolo di La Muela II (realizzato da Iberdrola, Figura 9), con una potenza installata di 852 MW.

**FIGURA 9**

**Impianto di pompaggio di La Muela in Spagna**

(foto: Iberdrola)



La situazione in Italia, per contro, ha registrato nel periodo 2002-2009 una forte diminuzione (meno 44%) della produzione degli impianti di pompaggio. Ciò può essere attribuito al concorso di diversi fattori, quali da un lato i cambiamenti climatici, che hanno modificato l'andamento temporale e quantitativo delle precipitazioni e la perdita di efficienza per il progressivo interrimento dei serbatoi e l'invecchiamento delle infrastrutture (con pesanti ricadute sulle condizioni di esercizio degli impianti); dall'altro, la crescente sovraccapacità produttiva degli impianti a ciclo combinato, che può indurre gli operatori a sottoporre gli impianti stessi ad un impegnativo esercizio flessibile pur di tenerli in funzione [30].

Nella Tabella 5 sono elencati gli impianti di pompaggio attualmente installati in Italia. Dal confronto con il dato di produzione del 2009 è evidente che al momento la produttività potenziale è sfruttata solo in piccola parte.

È quindi chiaro che si dovrà fare un adeguato sforzo per il recupero di efficienza e produttività degli impianti attuali, non trascurando di individuare serbatoi, esistenti o da costruire, per incrementare la capacità complessiva di pompaggio.



TABELLA 5

## Impianti di pompaggio in Italia

NOME IMPIANTO	COMUNE (PROVINCIA)	SOCIETÀ	POTENZA EFFETTIVA [MW]
Anapo	Priolo Gargallo (SR)	ENEL PRODUZIONE	500,00
Bargi	Camugnano (BO)	ENEL PRODUZIONE	330,00
Campo Moro	Lanzada (SO)	ENEL PRODUZIONE	36,50
Capriati	Capriati al Volturno (CE)	ENEL PRODUZIONE	113,00
Costabrunella I	Pieve Tesino (TN)	ENEL PRODUZIONE	4,60
Costabrunella II	Pieve Tesino (TN)	ENEL PRODUZIONE	0,31
Dietro La Torre	Usseglio (TO)	ENEL PRODUZIONE	4,50
	Edolo (BS)	ENEL PRODUZIONE	977,55
Luigi Einaudi	Entracque (CN)	ENEL PRODUZIONE	1.190,00
Fadalto	Vittorio Veneto (TV)	ENEL PRODUZIONE	210,00
Fontana Bianca	Ultimo (BZ)	ENEL PRODUZIONE	10,20
	Gargnano (BS)	ENEL PRODUZIONE	137,20
Guadalami	Piana degli Albanesi (PA)	ENEL PRODUZIONE	80,00
Telessio	Locana (TO)	IREN	34,00
Pont Ventoux	Susa (TO)	IREN	78,50
Pracomune	Ultimo (BZ)	ENEL PRODUZIONE	42,00
Domenico Cimarosa	Presezano (CE)	ENEL PRODUZIONE	1.000,00
Provvidenza	L'Aquila (AQ)	ENEL PRODUZIONE	141,00
	Riva del Garda (TN)	ENEL PRODUZIONE	115,00
Roncovalgrande	Maccagno (VA)	ENEL PRODUZIONE	1.000,00
San Giacomo	Fano Adriano (TE)	ENEL PRODUZIONE	448,00
San Fiorano	Sellero (BS)	ENEL PRODUZIONE	568,00
Santa Massenza	Vezzano (TN)	ENEL PRODUZIONE	377,50
	Sellero (BS)	ENEL PRODUZIONE	2,85
Taloro	Ovodda (NU)	ENEL PRODUZIONE	240,00
Trona	Gerola Alta (SO)	ENEL PRODUZIONE	0,93
<b>TOTALE</b>			<b>7.641,64</b>

## Gli impianti di pompaggio

Studi recenti condotti da RSE [31] hanno evidenziato come, attraverso l'eventuale collegamento di serbatoi esistenti e la realizzazione di nuovi serbatoi (grazie alle condizioni orografiche particolarmente favorevoli del nostro Paese), sia possibile incrementare in modo significativo la capacità complessiva dei sistemi di pompaggio, riducendo al contempo i relativi costi di costruzione grazie anche alla possibilità di utilizzare parzialmente le infrastrutture esistenti (dighe, condotte, opere di presa, eccetera).

Sulla base delle prime valutazioni, ipotizzando un funzionamento limitato a 5-6 ore notturne, si potrebbe ottenere una capacità aggiuntiva di accumulo dell'ordine di 5 TWh l'anno. Un ulteriore incremento sarebbe ottenibile dallo sviluppo di impianti di pompaggio marino lungo le coste italiane, in particolare nelle aree in cui maggiore è la diffusione degli impianti eolici (e solari FV) e più deboli le infrastrutture di rete.

Infine, in questi ultimi anni sono stati studiati e sperimentati con successo prototipi di nuova concezione, con centrale in caverna che sfruttano il mare come serbatoio inferiore [32]. In particolare, a Okinawa in Giappone, nel 1999 fu costruito un impianto di pompaggio marino di 30 MW (Figura 10), che fu mantenuto in esercizio per 5 anni, monitorandone le condizioni operative e valutandone tutti i possibili impatti.

**FIGURA 10**

### **Impianto di pompaggio marino di Okinawa**

(foto: Electric Power Development Co., Ltd., rif. [32])



I risultati della sperimentazione hanno confermato la validità delle scelte tecniche adottate. Le valutazioni economiche relative all'installazione su vasta scala di impianti di questo tipo hanno evidenziato che i maggiori costi sostenuti per garantire una migliore impermeabilizzazione del serbatoio superiore e per la protezione dei componenti da corrosione e *fouling*, risultano ampiamente compensati dai risparmi dovuti alla mancata necessità di costruire un serbatoio inferiore.

L'Italia è un Paese con un notevole sviluppo costiero e alcuni litorali, soprattutto lungo la fascia tirrenica e le isole, sono sufficientemente scoscesi, montuosi e poco antropizzati da prestarsi alla costruzione di questo tipo di impianto.

# Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)

## 7.1

### INTRODUZIONE

L'immagazzinamento di aria compressa, o CAES (*Compressed Air Energy Storage*), è una delle tecnologie potenzialmente più interessanti per accumulare quantità considerevoli di energia con basso costo specifico d'investimento. Unitamente agli impianti idroelettrici di pompaggio, gli impianti CAES sono gli unici in grado di rilasciare energia per alcune ore in quantità analoghe a quelle tipiche dei grandi impianti di produzione di energia elettrica (100-1.000 MW).

In un impianto CAES, l'aria compressa accumulata (tipicamente in un serbatoio geologico), dopo essere stata riscaldata mediante la combustione di gas naturale, è fatta espandere all'interno di una turbina a gas, a sua volta connessa a un generatore. Poiché in un impianto CAES le fasi di compressione ed espansione sono differite temporalmente, rispetto a una turbina a gas convenzionale, nella fase di generazione è disponibile tutta la potenza dell'espansore, con un incremento rilevante dell'energia prodotta in concomitanza con i picchi di domanda, a parità di taglia d'impianto.

Il concetto CAES risale agli anni '70; fu studiato come tecnologia per accumulare l'energia elettrica prodotta dalle centrali nucleari nei momenti di scarsa domanda e, quando necessario, consentire riavviamenti della rete elettrica a seguito di *black-out* (*black start*).

La crescita continua della quota di energia elettrica prodotta da rinnovabili, in particolare da fonte eolica, che si sta verificando in questi ultimi anni ha evidenziato i limiti delle reti di trasmissione e distribuzione progettate alcuni decenni fa, a partire da scenari completamente differenti dagli attuali. In questo contesto, nell'ottica di mitigare la variabilità dell'energia eolica prodotta, minimizzando costose modifiche alla rete, si inquadra il rinnovato interesse per la tecnologia CAES in virtù della diffusa disponibilità, in molte aree del mondo, di formazioni geologiche potenzialmente idonee all'accumulo d'aria compressa.

## 7.2

### CONFIGURAZIONI IMPIANTISTICHE ATTUALI E FUTURE

Nel corso degli anni sono state proposte differenti configurazioni impiantistiche con diverso grado di complessità e relative prestazioni. Nel seguito è data una breve descrizione di quelle attualmente in uso o sulle quali sembra essersi focalizzato l'interesse per progetti futuri.

#### CAES convenzionale

Con il termine CAES convenzionale s'intende una configurazione che prevede un treno di compressori con stadi *d'inter-* e *post-* refrigerazione (lo scopo dei quali è ridurre il lavoro di compressione e massimizzare l'entità dell'accumulo, a parità di volume della caverna), una caverna d'accumulo, una camera di combustione ove l'aria accumulata è convogliata come comburente del gas naturale, un espansore e un generatore. In una versione più avanzata l'aria compressa, prima di entrare nella camera di combustione, è preriscaldata in uno scambiatore (recuperatore) dai gas di scarico della turbina<sup>11</sup>. Inoltre, in funzione della temperatura d'ingresso turbina, è possibile che l'espansore sia costituito da un corpo di alta e uno di bassa pressione tra i quali è posta una seconda camera di combustione (si veda ad esempio la Figura 12 a pagina 51).

<sup>11</sup> In presenza del recuperatore di calore si stima una round trip efficiency dell'81,7% [33].

---

## CAES con ciclo combinato/ciclo STIG/umidificazione dell'aria

In alternativa al recuperatore, al fine di utilizzare il calore residuo dei gas della turbina, è possibile pensare di realizzare un ciclo a vapore a valle dell'impianto CAES. In questo caso però, affinché il ciclo a vapore raggiunga il pieno carico, è necessaria circa un'ora dalla fase di avviamento dell'impianto. Questo limita l'applicabilità di tale configurazione a situazioni nelle quali è richiesta produzione continua di energia per parecchie ore.

Nel caso di ciclo STIG, ove il calore dei fumi in uscita dalla turbina è utilizzato per produrre del vapore da iniettare in camera di combustione, si aumenta la potenza dell'impianto rispetto al CAES convenzionale.

Una terza alternativa finalizzata ad aumentare la potenza dell'impianto è quella che prevede l'umidificazione dell'aria preriscaldata prima dell'immissione in camera di combustione. Rispetto alle due precedenti configurazioni, in questo caso la dinamica dell'impianto risulta molto più rapida.

L'incremento di potenza e di rendimento dell'impianto, adottando una tra queste configurazioni impiantistiche, si riverbera sulle dimensioni specifiche del volume di accumulo e dei relativi costi d'investimento, che diminuiscono proporzionalmente. Inoltre, a parità d'energia generata si riducono il consumo di combustibile fossile e le emissioni di CO<sub>2</sub>. Per contro, nei primi due casi, la necessità di acqua demineralizzata per la produzione di vapore può costituire un aspetto limitante.

## CAES adiabatico

In questo caso il calore generato nel corso della compressione è accumulato e riutilizzato per preriscaldare l'aria nella fase di generazione, consentendo di ridurre o eventualmente eliminare completamente l'impiego di combustibili. In questo tipo di ciclo si può pensare di accumulare l'energia sotto forma di calore latente, ad esempio mediante sali che subiscono transizioni di fase, o sfruttando oli termici, o ancora materiali ceramici. L'aria così raffreddata è poi accumulata a sua volta in un serbatoio geologico, analogamente ai casi precedenti. Il progetto *Near Term Energy Storage* P94 EPRI prevede di studiare, tra gli altri, anche impianti CAES adiabatici che escludano, o quasi, l'impiego di combustibile ([11], [34]).

## CAES isoterma

Un'altra opzione per l'accumulo di energia mediante aria compressa prevede la compressione e l'espansione isoterma, senza cioè variazioni apprezzabili della temperatura dell'aria in entrambe le fasi. Chiaramente questa soluzione non utilizza combustibili. In questo caso l'aria è accumulata in piccoli serbatoi esterni.

Lo startup statunitense SustainX ([www.sustainx.com](http://www.sustainx.com)) ha recentemente sviluppato e brevettato (U.S. Patent No. 7874155) un sistema CAES isoterma con un'efficienza superiore al 90% denominato ICAES™ che utilizza dei cilindri idraulici per entrambe le fasi di compressione e di espansione, piuttosto che ricorrere a un turbocompressore e a una turbina a gas. Questa tecnologia consente uno scambio termico controllato con l'ambiente durante entrambe le fasi.

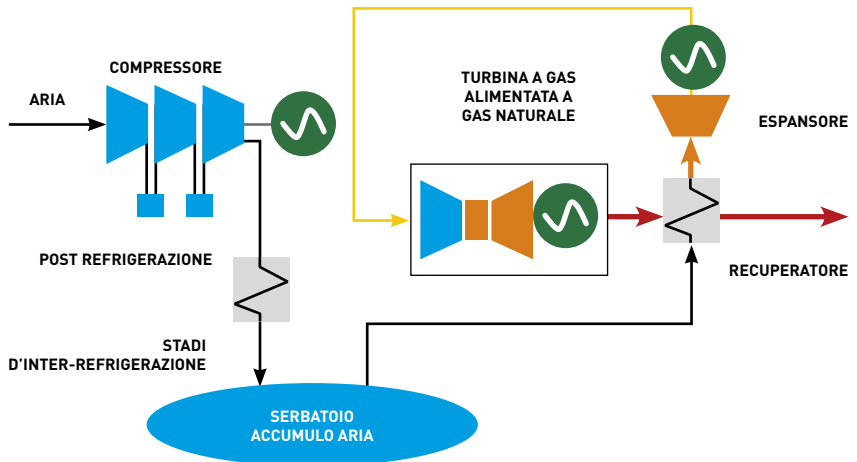
In particolare, nella fase di compressione l'aria è raffreddata atomizzando acqua che, una volta riscaldatasi a contatto con l'aria calda, è accumulata e utilizzata successivamente nella fase di espansione per riscaldare l'aria.

### Cicli ibridi

Già alla fine degli anni '90 furono studiate configurazioni impiantistiche differenti da quelle già precedentemente descritte ([35], [36]). Una di queste (si veda Figura 9) è stata selezionata da EPRI per la realizzazione d'impianti CAES di seconda generazione ([37], [38]). L'impianto prevede l'integrazione di una turbina a gas alimentata con gas naturale in un ciclo CAES (dotato di compressore inter-refrigerato ed espansore) ove l'aria compressa, dopo essere stata riscaldata dai fumi della turbina a gas, è fatta espandere senza uso di combustibile. A valle dell'espansione, parte dell'aria a temperatura inferiore a quella ambiente è inviata al compressore della turbina a gas. I costi specifici d'investimento per questa e altre configurazioni ibride si aggirano intorno a circa 700 \$/kW esclusi sottostazioni, permessi e imprevisti.

FIGURA 11

**Ciclo ibrido CAES + turbina a gas preso in considerazione da EPRI come possibile impianto CAES di 2° generazione [11]**



## 7.3

### TIPOLOGIE DI SERBATOIO DI ACCUMULO

L'aria compressa, come già precedentemente accennato, può essere accumulata in serbatoi di diversa natura, posti sottosuolo, o sopra la superficie terrestre o eventualmente sotto il livello del mare. Da un punto di vista impiantistico sarebbero preferibili serbatoi operanti a pressione costante e caratterizzati da basse perdite di carico nelle fasi di accumulo ed espansione. Deve essere inoltre garantita la loro integrità per parecchie decine di anni, pur essendo soggetti a cicli giornalieri di carico-scarico. È bene ricordare che, oltre agli aspetti di stabilità strutturale, va preso in considerazione l'effetto che possono avere l'ossigeno e eventuali batteri aerobici contenuti nell'aria sulle formazioni rocciose in profondità a causa dell'instaurarsi di processi ossidativi.

## Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)

### Caverne saline

Le caverne saline sono realizzate sciogliendo parte di un giacimento sotterraneo di sale in modo da ottenere una cavità di geometria e dimensioni opportune. I costi tipici per la realizzazione di queste cavità sotterranee si aggirano intorno a 1-2 \$/kWh di capacità (energia prodotta per ciclo, [33], [39]). I principali vantaggi tecnici di questa soluzione (adottata nei due impianti esistenti) sono che, in virtù delle proprietà meccaniche e morfologiche delle formazioni di sale, le probabilità di perdite dal serbatoio risultano modeste e le perdite di carico in fase di accumulo e di rilascio sono trascurabili rispetto a quelle attese per altre formazioni geologiche.

### Caverne realizzate nella roccia e miniere abbandonate

La realizzazione di caverne in formazioni rocciose non porose garantisce non solo la tenuta dell'aria ma consentirebbe in linea di principio, tramite la realizzazione di un bacino in superficie connesso alla caverna, di lavorare in configurazione di pressione costante. Per contro, i costi realizzativi di nuove cavità nella roccia sono molto più alti (30 \$/kWh) rispetto al caso precedente ([33], [39]).

Nel caso di miniere non più produttive di calcare o carbone, i costi si riducono a circa un terzo (10 \$/kWh).

### Formazioni porose

Tipicamente in questa categoria rientrano le arenarie porose presenti negli acquiferi salini e i giacimenti esausti di petrolio o gas naturale. I costi stimati sono compresi in un intervallo tra 2-7 \$/kWh<sup>12</sup>. Queste formazioni rocciose sono reperibili con una certa facilità in molte parti del mondo, anche in concomitanza con aree caratterizzate da elevate produttività da fonte eolica. Prove in campo e stime teoriche indicano che per porosità superiori al 13% dovrebbe essere possibile effettuare cicli di carico e scarico compatibili con le caratteristiche d'impianto [33].

### Serbatoi metallici e tubazioni

Limitatamente a impianti di piccola taglia (in termini di potenza o durata rilascio) è possibile pensare di realizzare serbatoi metallici da posizionare in superficie. Con particolare riferimento all'accoppiamento con impianti eolici offshore [40], una delle possibilità prospettate prevede la compressione dell'aria all'interno di tubazioni che collegano il parco eolico all'impianto di espansione posto sulla terraferma. Il costo stimato per la realizzazione di tubazioni o serbatoi metallici è pari a circa 40-140 \$/kWh [39].

### Accumulo sottomarino

L'accumulo sottomarino in combinazione con parchi eolici offshore è un'opzione attualmente allo studio. MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) propone di utilizzare per l'ancoraggio delle turbine eoliche marine delle sfere di cemento cave. In fase di accumulo l'energia prodotta dalle pale eoliche è utilizzata per pompare l'acqua di mare fuori dalla cavità sferica. In fase di rilascio l'acqua, rientrando nella sfera, movimentando una turbina ad acqua che a sua volta produce energia elettrica<sup>13</sup> [41].

<sup>12</sup> Un vantaggio di questa soluzione è che si stimano costi incrementali per espandere il volume di accumulo dell'ordine di 0,11 \$/kWh.

<sup>13</sup> Questa soluzione, sebbene menzionata in questo capitolo, si configura più come un impianto di pompaggio piuttosto che un CAES.

Un'altra soluzione prevede l'ancoraggio di palloni sottomarini gonfiabili a profondità di alcune centinaia di metri sotto il livello del mare per accumulare aria in un serbatoio operante a pressione costante. Questa soluzione è allo studio presso l'Università di Nottingham nella configurazione adiabatica con accumulo del calore con l'acqua di mare [42]. Relativamente a questa soluzione, RSE ha avviato i primi contatti con il produttore canadese dei palloni da ancorare sul fondale sottomarino e con un costruttore nazionale di turbine e compressori, per una valutazione di fattibilità tecnico-economica di un impianto pilota da realizzare in una località idonea lungo le coste italiane.

## 7.4

### IMPIANTI ESISTENTI

Ad oggi sono operativi solo due impianti CAES, uno in Germania (Huntorf) e uno negli Stati Uniti (McIntosh – Alabama). È doveroso ricordare però che negli anni '80 ENEL sperimentò la tecnologia CAES presso Sesta (SI), realizzando una piccola unità da 25 MW. In quella sperimentazione, come serbatoio fu utilizzata una formazione geologica porosa precedentemente contenente una bolla di CO<sub>2</sub>.

#### Impianto di Huntorf

L'impianto di Huntorf, nei pressi di Brema, risale al 1978. È un impianto da 290 MW che utilizza una coppia di caverne saline realizzate a una profondità variabile tra i 650 e gli 800 metri aventi un volume complessivo pari a circa 300.000 m<sup>3</sup> [43]. La costruzione dell'impianto da parte di ABB richiese circa trenta mesi di lavoro, con un costo specifico d'investimento (al 2002) pari a circa 400 \$/kW [39]. In Figura 12 è mostrato lo schema dell'impianto. In condizioni operative normali, l'avviamento dell'impianto richiede circa undici minuti, che in caso di necessità possono essere dimezzati [43]. Come si può osservare dalla figura, la pressione di accumulo all'interno dei serbatoi è fissata pari a 66 bar. Nella fase di espansione la pressione del serbatoio scende sino a 46 bar. Al fine di garantire una pressione costante (42 bar) in ingresso turbina è utilizzato un riduttore di pressione. A valle della turbina di alta pressione è posto un secondo combustore e un secondo stadio d'espansione.

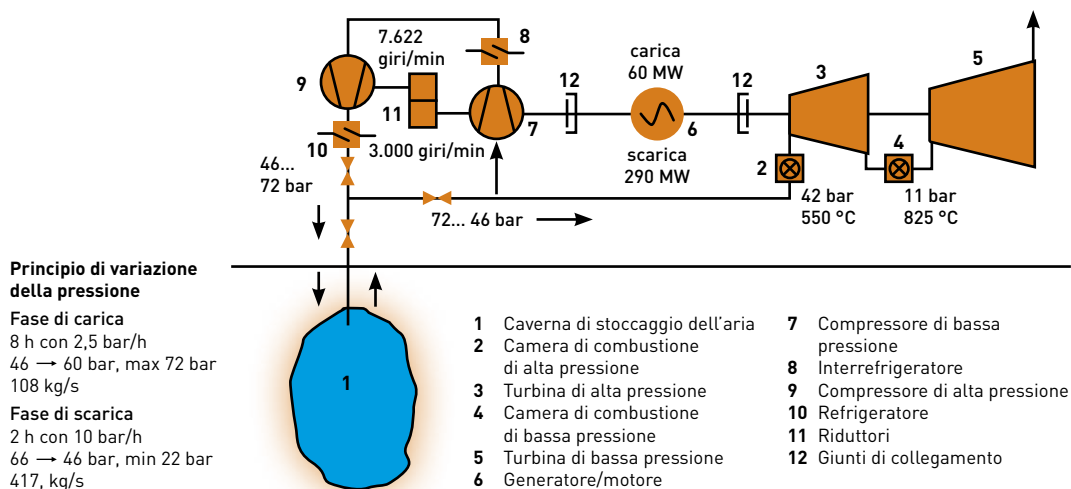
#### Impianto di McIntosh

L'impianto di McIntosh, da 110 MW, realizzato da Dresser-Rand [44] è operativo dal 1991. È stato progettato per garantire una produzione di energia elettrica continua per 26 ore a pieno carico. Analogamente all'impianto precedente, il serbatoio è costituito da una caverna salina del volume di 560.000 m<sup>3</sup>. Rispetto alla configurazione di Huntorf, a monte della camera di combustione l'aria proveniente dalla caverna è preriscaldata utilizzando i gas di scarico della turbina a gas. Ciò consente di ridurre il consumo di combustibile del 22%. I costi specifici d'investimento indicati da EPRI sono circa 730-830 \$/kW<sup>14</sup> (al 2008) [37]. L'affidabilità di entrambi gli impianti risulta compresa tra 95% e 99%.

<sup>14</sup> Nel 2010 EPRI ha elevato tale valore a circa 1.000-1.250 \$/kW a seconda della taglia serbatoio [3].

**FIGURA 12**

**Schema e principali parametri operativi dell'impianto di Huntorf [43]**



## 7.5

### PROGETTI IN CORSO

#### Iowa Stored Energy park

Nei primi anni 2000 nello Stato americano dell'Iowa era stata avviata la realizzazione di un impianto CAES da 270 MW da abbinare a un parco eolico da circa 100 MW. Il serbatoio geologico di accumulo scelto era un acquifero salino profondo costituito da formazioni calcaree porose. L'inizio della costruzione e il completamento dell'impianto erano previsti rispettivamente per il 2009 e 2011 ma è notizia recente che, per ragioni inerenti a limitazioni specifiche del sito geologico selezionato tra più di venti potenziali, il progetto è stato abbandonato [45]. Entro la fine del 2011 sarà disponibile un documento con i dettagli della storia del progetto.

#### Norton – Ohio

È un progetto avviato nel 2001 e ancora in fase di completamento. Prevede la realizzazione di un impianto da 800 MW ampliabile fino a 2.700 MW. In questo caso per l'accumulo si prevede di utilizzare una miniera abbandonata di calcare con un volume utile di 9.600.000 m<sup>3</sup>. Le pressioni di lavoro dovrebbero variare tra 55 e 110 bar ([33], [39], [46]).

#### Matagorda – Texas

Questo è un progetto che prevede la realizzazione di quattro gruppi da 135 MW analoghi all'impianto di McIntosh. Il serbatoio sarà costituito da una caverna salina ([33], [39], [47]).

#### Kamisunagawa-cho, Hokkaido – Giappone

La New Energy Foundation giapponese sta sperimentando dal 1990 la tecnologia CAES in Giappone mediante la realizzazione di un piccolo impianto da 2 MW che utilizza una miniera



abbandonata di carbone come serbatoio di accumulo [39]. È prevista la realizzazione di un impianto da 35 MW in collaborazione con Electric Power Development Company Ltd.

### **Adele (Adiabatic Compressed-Air Energy Storage for Electricity Supply)**

Questo progetto, finanziato dal Ministero dell'economia tedesco, è ufficialmente stato avviato nel 2010 ed è finalizzato alla realizzazione del primo impianto dimostrativo CAES adiabatico [48]. Partecipano al progetto RWE Power (Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke), GE (General Electric), il centro di ricerca aerospaziale tedesco (DLR) e Zublin AG. In questo caso il calore ( $T > 600^{\circ}\text{C}$ ) generato nel corso della compressione e l'aria saranno accumulati utilizzando rispettivamente dei materiali ceramici opportuni e delle caverne saline. Nella fase di espansione l'aria, passando nel serbatoio contenente i materiali per l'accumulo termico, sarà riscaldata prima di evolvere nell'espansore, senza l'uso di alcun combustibile. Si prevede di completare la realizzazione dell'impianto dimostrativo entro la fine del 2016. Si spera di raggiungere un'efficienza complessiva analoga a quella degli impianti di pompaggio idroelettrico [48]. L'obiettivo finale è la realizzazione di un impianto da 200-300 MW.

---

## **7.6**

### **CONCLUSIONI**

In Italia circa il 50% dell'energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale in cicli combinati o, meno frequentemente, in centrali termoelettriche convenzionali. Qualora si decidesse di dedicare all'accumulo una frazione anche esigua del gas naturale utilizzato per produrre energia elettrica (nel 2010 143 TWh<sup>15</sup>), circa a parità di consumo di gas e di emissioni di CO<sub>2</sub>, si valorizzerebbe la risorsa energetica primaria non solo come energia, ma anche come servizi al sistema. In particolare, secondo uno studio preliminare effettuato in RSE, sarebbe possibile utilizzare il gas naturale in un impianto CAES garantendo un suo sfruttamento con efficienza del tutto analoga a quella caratteristica dei cicli combinati.

---

<sup>15</sup> Dato Terna 2010.

## Confronto tra i costi dei sistemi di accumulo

Nel presente capitolo si riporta un confronto tra i diversi sistemi di accumulo, effettuato in termini di *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC), ossia il prezzo a cui occorre vendere l'energia generata da ciascun sistema di accumulo per coprire tutti i costi relativi alla costruzione e all'esercizio dell'impianto (oneri finanziari e tasse inclusi) e ottenere un determinato ritorno sul capitale proprio investito.

La valutazione del LUEC è stata effettuata prendendo a riferimento un investimento che prevede una quota di capitale proprio del 20%, sul quale si richiede un tasso di ritorno pari al 12% annuo. La rimanente quota a debito è stata considerata coperta con un prestito ad un tasso passivo del 7% annuo; la durata del debito è stata assunta:

- pari a 10 anni, se la vita tecnica dell'impianto è uguale o superiore a 10 anni;
- pari alla vita tecnica dell'impianto, se quest'ultima è inferiore a 10 anni.

Si è assunto che ai profitti derivanti dall'esercizio dei sistemi di accumulo considerati vengano applicate le imposte IRES ed IRAP, con aliquote pari rispettivamente al 27,5% e al 3,9%.

Il coefficiente di ammortamento fiscale è stato assunto pari a quello in vigore per gli impianti di produzione di energia elettrica, ossia il 9%, per i sistemi caratterizzati da una vita tecnica maggiore o uguale a 12 anni<sup>16</sup>. Nel caso la vita tecnica sia inferiore a 12 anni, il coefficiente di ammortamento fiscale viene assunto più elevato del 9% e tale da consentire a ciascun sistema di completare l'ammortamento nell'arco della propria vita tecnica.

È stato ipotizzato inoltre un tasso di inflazione medio annuo sulla vita degli impianti pari al 2%.

Al fine di rendere confrontabili i valori di LUEC calcolati per i diversi sistemi di accumulo, essi sono stati valutati per un'applicazione di *time-shift* di energia (si veda il paragrafo 2.1), che preveda un funzionamento in generazione mediamente per 4 ore equivalenti a potenza massima al giorno, ossia per 1.460 ore equivalenti/anno. Gli impianti sono stati tuttavia dimensionati per un funzionamento massimo di 6 ore equivalenti/giorno, al fine di cogliere le migliori opportunità di profitto che dovessero presentarsi, in funzione del profilo di prezzi dell'energia elettrica che di giorno in giorno può verificarsi<sup>17</sup>.

Si è assunto che l'energia elettrica assorbita dai sistemi di accumulo nelle ore notturne, per l'applicazione di *time-shift* considerata, possa essere acquistata ad un prezzo medio di 45 €/MWh, ragionevole considerando i risultati dell'ultimo anno del Mercato del Giorno Prima della Borsa Elettrica italiana.

<sup>16</sup> L'ammortamento fiscale nel primo anno per legge deve essere la metà della percentuale prevista, mentre nell'ultimo anno la percentuale da applicare è il complemento a 100 della somma delle percentuali applicate in tutti gli anni precedenti: ne consegue che con un coefficiente del 9% l'ammortamento si completa in 12 anni.

<sup>17</sup> Le 4 ore equivalenti/giorno medie potrebbero risultare da giorni in cui il profilo dei prezzi consentirebbe un funzionamento ad esempio di sole 2 ore e da altrettanti giorni in cui il funzionamento con profitto raggiungerebbe le 6 ore.

Per quanto riguarda l'impianto CAES considerato, oltre ad energia elettrica esso consuma anche gas naturale, il cui prezzo è stato assunto pari a 40 €/MWh<sup>18</sup>.

In Tabella 6 sono riassunti i valori dei parametri sopra citati, utilizzati per la valutazione del LUEC dei diversi sistemi di accumulo considerati.

In Tabella 7, invece, insieme con i parametri di costo e di prestazione dei singoli sistemi, sono riportati i valori del LUEC corrispondentemente calcolati.

In termini di soluzioni tecniche considerate, si è fatto riferimento ad impianti idroelettrici di pompaggio aventi una potenza nominale di 143 MW e un salto utile pari a 350 metri, prevedendo la realizzazione di un solo serbatoio a monte o a valle di uno già esistente, con un volume pari a 900.000 m<sup>3</sup>. In termini di costi di investimento specifici, ciò corrisponde a 0,5 M€/MW per il macchinario, 0,08 M€/MW per la derivazione e la centrale in caverna e a 0,14 M€/MW per il serbatoio di accumulo. Si noti che studi recenti (Energia Valsabbia - 2009 - impianto da 1.400 MW, Repower - 2011 - impianto di Campolattaro da 640 MW) riportano costi unitari complessivi tra 0,8 e 1 M€/MW. In tal caso si otterrebbero valori di LUEC comunque inferiori a 140 €/MWh.

Si noti anche che, per gli impianti idroelettrici di pompaggio, la valutazione del LUEC è stata effettuata includendo nei costi di O&M, oltre all'ICI, anche i canoni di concessione. Un impianto di pompaggio è infatti soggetto al pagamento dei sovracaroni BIM<sup>19</sup> e RIV<sup>20</sup>, applicati al 15% del valore di potenza convenzionale calcolata come rapporto fra il consumo da pompaggio nell'anno precedente, come risulta dai contatori di assorbimento, e il numero convenzionale di 2.850 ore medie di funzionamento annuo per tale tipologia di impianto (L. 388/2000).

TABELLA 6

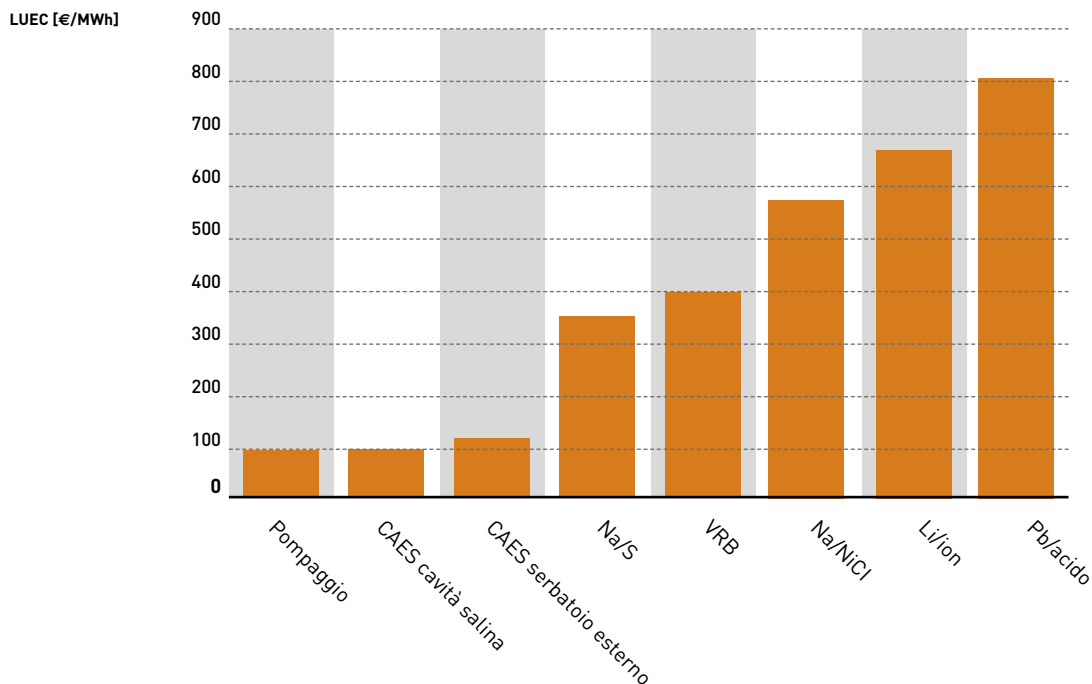
**Parametri utilizzati per la valutazione del LUEC dei diversi sistemi di accumulo**

Quota di capitale proprio	20%
Tasso di ritorno sul capitale proprio	12%
Quota a debito	80%
Durata del debito	10 anni o vita tecnica (se < 10 anni)
Tasso passivo sul debito	7%
Aliquota IRES	27,5%
Aliquota IRAP	3,9%
Coefficiente di ammortamento fiscale	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 9% se vita tecnica ≥ 12 anni</li> <li>■ incrementato per ammortare completamente nell'arco della vita tecnica, se quest'ultima è &lt; 12 anni</li> </ul>
Tasso di inflazione	2%
Ore equivalenti a potenza max in generazione	4 ore equivalenti/giorno (1.460 ore equivalenti/anno)
Dimensionamento impianti	per 6 ore equivalenti/giorno
Prezzo d'acquisto dell'energia elettrica	45 €/MWh
Prezzo d'acquisto del gas naturale	40 €/MWh

## Confronto tra i costi dei sistemi di accumulo

FIGURA 13

Confronto tra i valori di LUEC calcolati per un funzionamento in generazione di 4 ore equivalenti a potenza massima al giorno



Per quanto riguarda invece i sistemi CAES, si è considerato un impianto da 173 MW di potenza in generazione e da 64 MW di potenza in compressione, con stoccaggio dell'aria compressa in una cavità salina oppure, in alternativa, in un serbatoio esterno. In quest'ultimo caso è stato considerato un serbatoio con capacità d'accumulo pari a 3.000 tonnellate di aria a 50 bar. In termini di costi di investimento specifici, ciò corrisponde a 0,62 M€/MW per il macchinario e a 0,26 M€/MW per il serbatoio.

Per gli accumulatori elettrochimici si è invece fatto riferimento a sistemi da 1 MW di potenza in generazione, caratterizzati da una capacità di accumulo di 6 MWh. Inoltre, la durata di vita per tali sistemi è stata calcolata ipotizzando l'effettuazione di un ciclo di carica/scarica al giorno, dividendo quindi per 365 il numero di cicli 80% DoD<sup>21</sup> riportato in Tabella 7.

I costi sono stati calcolati sommando al costo del sistema di accumulo vero e proprio anche il costo dell'inverter necessario per interfacciare alla rete la batteria, pari a 0,4 M€/MW

<sup>18</sup> Prezzo derivato dai valori della componente CCI<sub>1</sub> (0,367896 €/m<sup>3</sup>) definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per il quarto trimestre 2011 (delibera ARG/elt 132/11), a cui si aggiungono i costi di trasporto (0,0178 €/m<sup>3</sup>) stimati sulla base del valore contenuto nella delibera ARG/elt 175/08, riferito all'impianto di Trino Vercellese, assunto come rappresentativo del parco italiano nell'ambito del provvedimento CIP 6/92, e infine l'accisa (pari a 0,0004493 €/m<sup>3</sup>).

<sup>19</sup> Sovracanone BIM (Bacini Imbriferi Montani): per il biennio 2010-2011 pari a 21,08 €/kW.

<sup>20</sup> Sovracanone RIV (Enti Rivieraschi): per il biennio 2010-2011 pari a 5,27 €/kW.

<sup>21</sup> DoD: Depth of Discharge, ovvero profondità di scarica (cfr. Cap. 1 dell'Appendice).

ed il costo dell'installazione e degli ausiliari necessari al funzionamento dell'impianto. Per le tecnologie di tipo innovativo (VRB, litio/ioni e batterie ad alta temperatura) è necessario anche l'uso di un sistema di controllo (*Battery Management System* - BMS) per la corretta gestione della batteria.

Sono state considerate in questa analisi le tecnologie di accumulo elettrochimico che hanno le migliori prospettive di costo e che sono adatte alle applicazioni di *time-shift*. Tra queste, l'unica tecnologia di accumulo elettrochimico matura dal punto di vista sia tecnico sia commerciale è l'accumulatore al piombo, che però è penalizzato da una vita attesa ridotta, mentre per tutte le altre tecnologie ci sono buone prospettive di riduzione di costo.

Il maggior costo di investimento delle tecnologie di accumulo elettrochimico è in parte compensato da un tempo di realizzazione dell'impianto molto breve, in confronto alle altre tecnologie, dalla modularità dei sistemi, dalla possibilità di localizzazione diffusa sulla rete e dalla possibilità di spostare il sistema di accumulo in altri punti della rete in caso di necessità.

In Figura 13 sono posti a confronto i valori di LUEC calcolati per i diversi sistemi di accumulo considerati.

Si nota che gli impianti idroelettrici di pompaggio e i sistemi CAES, come ci si poteva attendere, risultano largamente meno costosi degli accumulatori elettrochimici.

Tra questi ultimi, i meno costosi risultano i sistemi sodio/zolfo (Na/S), seguiti, nell'ordine, dai Redox/vanadio (VRB), dai sodio/cloruri metallici (Na/NiCl) e dai litio/ioni (Li/ion). In ultima posizione, con il LUEC più elevato, si posizionano le tradizionali batterie piombo/acido, penalizzate dalla ridottissima durata di vita, se confrontata con quella degli altri sistemi.

Si noti che la valutazione di costo effettuata vale nell'ipotesi di una remunerazione basata solo sul servizio di *time-shift*. I sistemi di accumulo possono in realtà offrire tutta una serie di altri servizi al sistema (riserva, bilanciamento, eccetera) che producono ulteriori benefici, in questa sede non quantificati.

**TABELLA 7**

**Levelized Unit Electricity Cost (LUEC) per i sistemi di accumulo considerati, dimensionati per un funzionamento in generazione di 4 ore equivalenti a potenza massima al giorno**

	Pompaggio puro	CAES cavità salina	CAES serbatoio esterno	Na/S	VRB	Li/ion	Na/NiCl	Pb/acido
Rendimento [%]	80	65	65	85	70	95	90	80
Costi di investimento [M€/MW]	0,715	0,625	0,880	2,950	4,000	6,000	4,000	1,700
Costi di O&M [M€/MW/anno]	0,0054	0,0096	0,0096	0,06	0,1	0,05	0,06	0,06
Costruzione [anni]	5	3	3	1	1	1	1	1
Vita [n. cicli 80% DoD]	-	-	-	4.500	10.000	4.000	3.000	800
Vita [anni]	50	30	30	12	27	11	8	2
LUEC [€/MWh]	120	121	142	389	433	603	703	832

# APPENDICE

## Schede descrittive delle tipologie di accumulatori elettrochimici

# 1

## Parametri di riferimento

Gli accumulatori elettrochimici sono caratterizzati da una serie di grandezze che ne descrivono il comportamento in termini quantitativi e che sono necessarie per confrontare tecnologie di tipo diverso.

- **Capacità [Ah]:** è la quantità di carica elettrica che può essere estratta dal sistema durante la scarica fino al raggiungimento del valore minimo di tensione. Nella maggior parte degli accumulatori elettrochimici la capacità non è un parametro costante, ma dipende dal regime, ovvero dalla corrente di scarica e dalla temperatura ambiente di lavoro. In molti accumulatori è possibile ricavare, dalla curva di Peukert, la funzione che mette in relazione la capacità estraibile dall'accumulatore, ad una temperatura di riferimento, e la corrente di scarica. La curva di Peukert mette in relazione il tempo che la tensione ai morsetti di una batteria impiega per raggiungere un valore minimo (tensione di fine scarica) in una scarica a corrente costante con la corrente di scarica stessa. Tale curva può essere ritenuta valida per tutti gli accumulatori con elettrolita acquoso (piombo/acido, nichel/metalidruri, nichel/cadmio, batteria Redox al vanadio) ed è espressa dalla seguente equazione:

$$I^n \times T = K$$

dove: I corrente di scarica [A]

T durata della scarica con la corrente I [h]

n esponente caratteristico della batteria in prova

K coefficiente costante

Tale relazione, con opportune manipolazioni algebriche, permette di determinare la capacità della batteria in funzione della corrente con cui viene scaricata, per una data temperatura ambiente e tensione di fine scarica. Si ottiene dunque:

$$C(I) = K \times I^{-n}$$

Il valore del coefficiente K è un parametro caratteristico dello specifico accumulatore e può essere ricavato sperimentalmente. Il seguente grafico mostra la variazione della capacità di un accumulatore al piombo in funzione del regime di scarica, a parità di tensione di fine scarica e alla temperatura ambiente di 25°C.

Il grafico seguente mostra inoltre la variazione della capacità di un accumulatore al piombo, espressa in percentuale rapportata alla capacità nominale, al variare della temperatura esterna, a parità di regime e di tensione di fine scarica.

- **Stato di Carica (State Of Charge - SOC):** è la quantità di carica presente nell'accumulatore, rapportata ad un valore di riferimento, molto spesso coincidente con la capacità nominale, espressa in percentuale.
- **Profondità di Scarica (Depth of Discharge - DoD):** è la quantità di carica erogata

FIGURA 14

## Capacità in funzione del regime di scarica

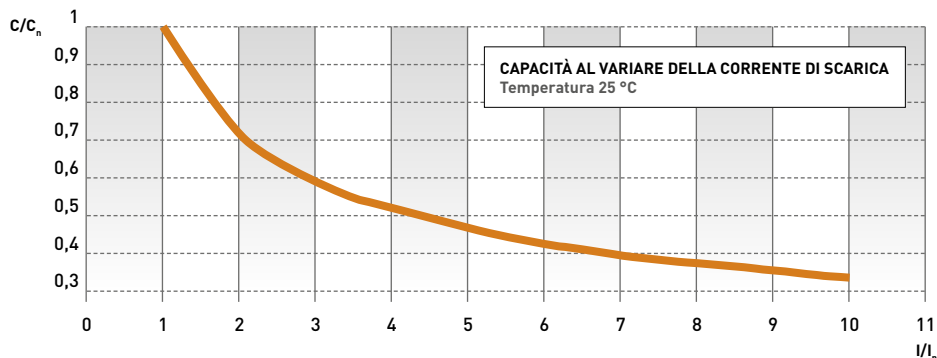
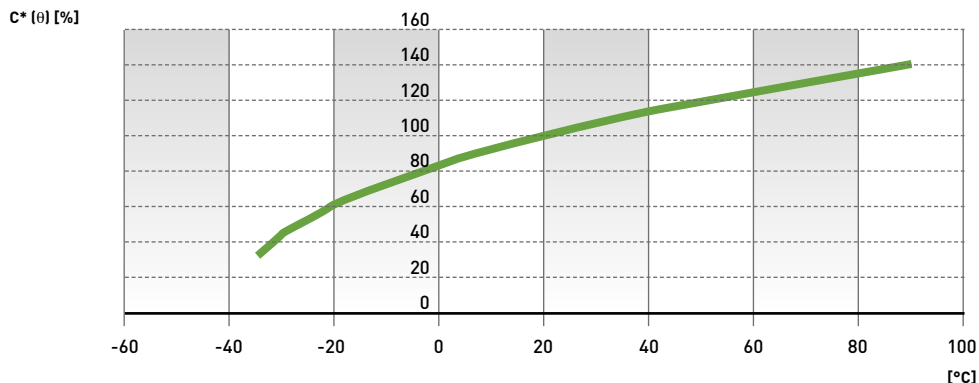


FIGURA 15

## Capacità in funzione della temperatura



dall'accumulatore rapportata ad un valore di riferimento, molto spesso coincidente con la capacità nominale, espressa in percentuale.

- **Energia nominale [Wh]:** è l'energia che il sistema fornisce durante la scarica, partendo da una condizione di piena carica fino alla scarica completa, ed è data dal prodotto della capacità per la tensione dell'accumulatore. Anche questo parametro dipende dal regime di lavoro e dalla temperatura ambiente.
- **Potenza [W]:** la potenza erogabile da un accumulatore elettrochimico non può essere definita in modo univoco, poiché dipende dal carico applicato, ma è utile per ciascun accumulatore definire una *potenza nominale*, ovvero la potenza corrispondente al regime di scarica sufficientemente rappresentativo del regime di lavoro cui la batteria è destinata, e la *potenza di picco* ai 30 secondi, definita come la potenza che l'accumulatore è in grado di sostenere per 30 secondi con un valore del DoD dell'80% (cioè con batteria quasi scarica).
- **Energia specifica [Wh/kg]** e **densità di energia [Wh/l]:** si ottengono rapportando l'energia immagazzinabile nell'accumulatore rispettivamente al peso e al volume occupato dallo stesso.
- **Potenza specifica [W/kg]** e **densità di potenza [W/l]:** si ottengono rapportando la potenza dell'accumulatore rispettivamente al peso e al volume occupato dallo stesso.

## Parametri di riferimento

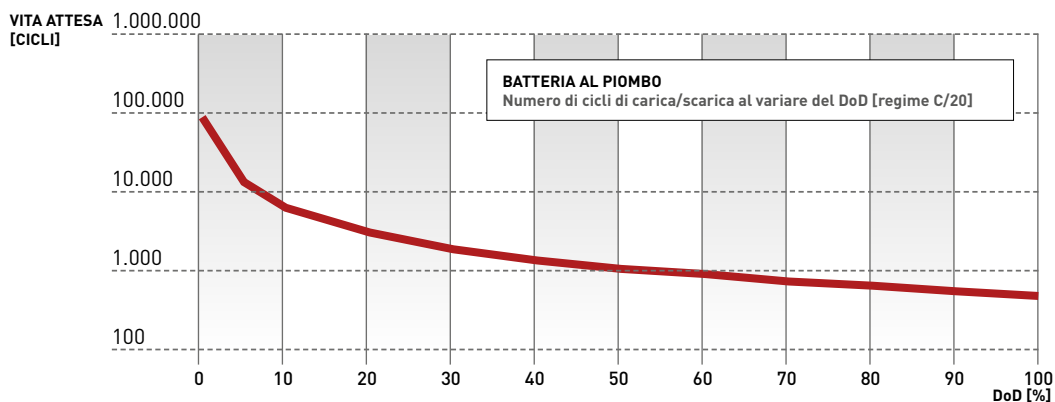
Un parametro significativo per le batterie per veicolo elettrico è la **potenza di picco specifica**, data dal rapporto tra la potenza di picco e il peso dell'accumulatore, che identifica la capacità di accelerazione del veicolo elettrico.

È da tener conto che, mentre le grandezze gravimetriche sono univoche, le grandezze volumetriche possono dipendere dalle scelte costruttive delle diverse case produttrici. Nei casi in cui non è necessario minimizzare gli ingombri, spesso si utilizzano gli stessi *chassis* per accumulatori di taglia diversa, che risultano occupare lo stesso volume.

- **Rendimento energetico:** è definito come il rapporto tra l'energia scaricata e quella spesa per riportare il sistema di accumulo nello stato di carica iniziale.
- **Rendimento amperometrico:** è definito come il rapporto tra la quantità di carica, misurata in Ah, erogata durante la scarica e la quantità necessaria per ripristinare lo stato di carica iniziale. Questo parametro ha valore unitario per alcuni accumulatori elettrochimici (sodio/zolfo, sodio/cloruro di nichel, litio/ioni), mentre per molti altri, come ad esempio il piombo, a causa di reazioni parassite che avvengono durante la ricarica ha un valore non costante e inferiore all'unità. Un rendimento amperometrico unitario semplifica in modo importante la gestione dell'accumulatore, perché permette di misurare lo stato di carica semplicemente tramite un'integrazione della corrente di carica/scarica.
- **Tempo di vita [anni]:** si intende il tempo complessivo di esercizio dell'accumulatore, che ha termine quando le prestazioni del sistema degradano al di sotto dei limiti operativi (ad esempio, quando la capacità si riduce di una prefissata percentuale). La durata di vita di un accumulatore dipende fortemente dalle modalità di lavoro e si riduce drasticamente se è sottoposto ad una gestione non corretta e se l'accumulatore lavora ad una temperatura alta.
- **Tempo di vita [cicli]:** rappresenta il numero di cicli di scarica (fino ad una prefissata percentuale del DoD) e carica completa che una batteria è in grado di completare prima che le sue prestazioni scendano sotto un limite minimo (tipicamente prima che la sua capacità si riduca del 20%). Il valore cambia a seconda del valore di DoD scelto, del regime di lavoro tipico e della temperatura di lavoro; tipicamente si prende come valore di riferimento il numero di cicli a 25°C con DoD dell'80%. Ad esempio, la figura seguente mostra la variazione della vita attesa, espressa in cicli, di un accumulatore al piombo al variare della profondità di scarica.

FIGURA 16

**Cicli di vita compiuti da una batteria piombo/acido in funzione della profondità di scarica, con corrente di lavoro pari a C/20**





## Principio di funzionamento

La cella elementare di un accumulatore al piombo è costituita da un elettrodo negativo di piombo metallico e da un elettrodo positivo di biossido di piombo, mentre l'elettrolita è una soluzione acquosa di acido solforico con elevata conducibilità ionica [57].

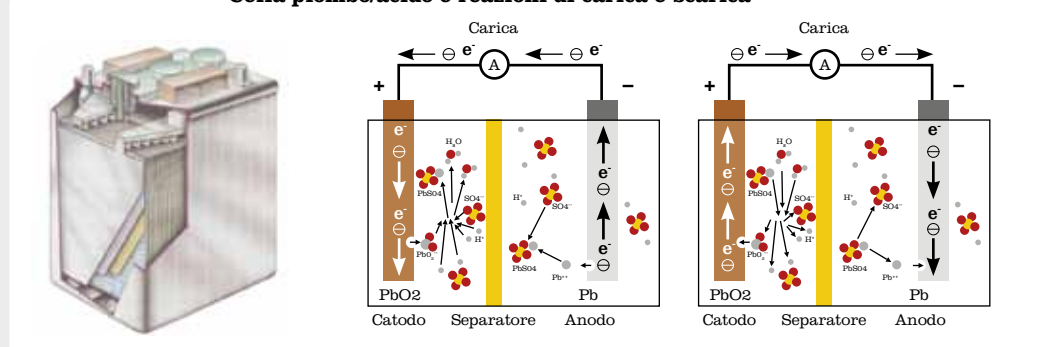
Durante la scarica, al polo negativo il piombo si ossida cedendo elettroni e forma solfato di piombo cristallino insolubile ( $\text{PbSO}_4$ ) per reazione con gli anioni solfato ( $\text{SO}_4^-$ ) dell'elettrolita. Al polo positivo il biossido di piombo cristallino si riduce acquistando elettroni e forma solfato di piombo, anche in questo caso per reazione con l'elettrolita. Si verificano quindi trasformazioni progressive di entrambi i materiali elettrodici, con modifiche profonde della loro struttura cristallina, e formazione di solfato di piombo e acqua, che riduce la densità dell'elettrolita. In questo tipo di accumulatori la misura della densità dell'elettrolita può essere utilizzata come indice dello stato di carica.

Durante la carica, le reazioni descritte procedono in senso opposto, i materiali attivi  $\text{Pb}$  e  $\text{PbO}_2$  vengono ripristinati a spese del solfato ed è ristabilita la concentrazione iniziale di acido solforico.

Oltre alle reazioni principali si manifestano alcune reazioni parassite, tra cui la più importante è la reazione di gassificazione che avviene nella fase finale della ricarica. Questa reazione ha come conseguenza la riduzione del rendimento di ricarica, il consumo di acqua dell'elettrolita e la produzione di gas che possono formare miscele potenzialmente esplosive. La forza elettromotrice della celle al piombo/acido è nominalmente di 2 V. Il suo valore effettivo in realtà dipende dalla temperatura e dalla concentrazione dei reagenti e dei prodotti di reazione.

FIGURA 17

Cella piombo/acido e reazioni di carica e scarica



## Descrizione della tecnologia e prestazioni

Una cella elementare è costituita da un certo numero di elettrodi positivi connessi tra loro, alternati ad elettrodi negativi, anch'essi connessi tra loro, con l'interposizione di un opportuno separatore tra ciascuna coppia. Nelle realizzazioni pratiche, per ottimizzare l'ingombro e il peso, spesso vengono installate in un unico contenitore diverse celle elementari, collegate elettricamente in serie, che realizzano dei monoblocchi con tensione nominale pari tipicamente a 12 o 24 V.

Il progetto della cella elementare e la geometria di cella influenzano le prestazioni dell'accumulatore. Gli elettrodi possono essere "a piastra piana", in cui la materia attiva è una pasta spugnosa spalmata su una griglia metallica realizzata generalmente in piombo addizionato di calcio o antimonio per ottenere una maggiore resistenza meccanica, più raramente in

---

piombo puro; oppure "a tubetto", in cui il componente elementare è un tubetto contenente la materia attiva, attraversato da un sottile filo di piombo per l'adduzione della corrente.

Esistono quindi molteplici tipologie di accumulatori [39], che possono essere raggruppate in due categorie principali: gli accumulatori aperti, o VLA (Vented Lead Acid), e gli accumulatori ermetici, o VRLA (Valve Regulated Lead Acid).

Gli accumulatori VLA, tuttora i più diffusi, sono caratterizzati dalla presenza di una apertura che permette la fuoriuscita dell'idrogeno e dell'ossigeno prodotti durante le reazioni parassite in carica. Questi accumulatori trovano largo impiego in applicazioni stazionarie e nella trazione. Ne esistono tre tipologie principali [49]. La prima è costituita dagli accumulatori detti SLI (Starting Lighting Ignition), ossia le comuni batterie di avviamento dei motori a combustione interna. Sono batterie economiche e compatte, adatte ad erogare picchi di potenza e a lavorare con cicli di scarica e carica poco profondi. Attualmente si usano per questa applicazione accumulatori al piombo aperti del tipo senza manutenzione. Si hanno poi le batterie per trazione elettrica (deep cycle), utilizzate su carrelli elevatori, golf kart, eccetera, che a differenza delle prime sono particolarmente adatte a lavorare con cicli di scariche profonde. Infine le batterie stazionarie, utilizzate come alimentazione di emergenza in centrali elettriche, sottostazioni, eccetera, molto robuste e realizzate con particolare cura costruttiva, sono generalmente gestite "in tampone", ovvero alimentate a tensione costante di basso valore, con corrente molto piccola sufficiente a reintegrare l'autoscarica.

Negli accumulatori di tipo aperto è previsto il rabbocco periodico dell'acqua contenuta nell'elettrolita, che si consuma per evaporazione ed elettrolisi. Se sottoposte a corretta gestione e regolare manutenzione, queste batterie possono avere una vita attesa anche di 20 anni. Richiedono però un largo ingombro superficiale con appropriati *rack* di sostegno, in ambienti dotati di sistemi di ventilazione per evitare i rischi di formazione di miscele tonanti.

A partire dagli anni settanta agli accumulatori aperti tradizionali si sono affiancati quelli regolati con valvola, VRLA, detti anche a ricombinazione di gas o ermetici. In questi accumulatori, l'idrogeno prodotto sulla piastra negativa viene convogliato verso la positiva dove si ricombina con l'ossigeno ricostituendo acqua. Le tecnologie sono essenzialmente due: quella AGM (Absorbed Glass Material) in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto microporoso tipo fibra di vetro, e quella GEL in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto tipo gel. Gli accumulatori ermetici sono ormai ampiamente diffusi grazie ad alcuni vantaggi che li caratterizzano, come il fatto di richiedere minore manutenzione, minore ingombro e di emettere quantità di idrogeno limitate, richiedendo quindi misure di ventilazione meno gravose. Nel tempo sono state evidenziate diverse limitazioni di questa tecnologia. Un primo limite, allo stato della tecnica, è dovuto alla forte disomogeneità costruttiva, che costituisce un problema in installazioni costituite da numerosi accumulatori elementari connessi in serie e in più rami in parallelo, complicandone la gestione sia in scarica sia in carica.

Un altro limite consiste nel fatto che i gas prodotti si ricombinano completamente soltanto fino a un certo valore della corrente di ricarica, oltre il quale parte di essi viene evacuata nell'ambiente esterno attraverso le valvole di sicurezza. Questa perdita di gas comporta un graduale consumo dell'elettrolita (dry out) e si traduce in un anormale degrado della batteria. La concentrazione più elevata di acido costituisce un'aggravante per la corrosione delle griglie. Anche la gestione termica può essere importante. Nelle VRLA la reazione di ricombinazione è esotermica ed è favorita dalla temperatura crescente, pertanto esse possono essere sede del fenomeno - tanto caratteristico quanto pericoloso - della fuga termica che, se non interrotto, termina con la distruzione dell'accumulatore. È perciò importante in sede d'installazione posizionare i vari accumulatori in modo che sia favorita la loro ventilazione. Per questi aspetti la durata di vita degli accumulatori ermetici è sensibilmente inferiore rispetto a quelli aperti.

TABELLA 8

## Parametri prestazionali tipici delle celle al piombo/acido

Parametro	Valore Tipico	Commento
Tensione nominale [V]	2	
Capacità delle celle in commercio [Ah]	1 ÷ 10.000 Ah	
Potenza specifica [W/kg]	20 ÷ 40 70 ÷ 80	Per gli accumulatori VLA Per gli accumulatori VRLA
Energia specifica [Wh/kg]	15 ÷ 25 20 ÷ 40	Per gli accumulatori VLA Per gli accumulatori VRLA
Efficienza energetica [%]	70 ÷ 85	
Efficienza amperometrica [%]	80	Non è unitaria a causa delle reazioni parassite in fase di carica e il suo valore non è costante ma dipende dalle modalità di carica
Autoscarica mensile [%]	1÷2	
Vita attesa DoD 80% [cicli]	800	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/10 C/3	Per applicazioni stazionarie Per applicazioni di trazione
Massima corrente in scarica e in carica [C rate]	10C in scarica C/4 - 1C in carica	In carica il superamento della tensione di gassificazione porta alla produzione di idrogeno e al consumo d'acqua, molto dannoso per le batterie ermetiche
Intervallo di temperatura di lavoro	-20 ÷ 60 °C quando la batteria è carica 0 ÷ 60 °C quando la batteria è completamente scarica	Quando la batteria è scarica la temperatura minima di lavoro è di 0 °C perché l'elettrolita è composto quasi completamente di acqua
Ausiliari	Necessario un sistema di ventilazione con portata d'aria adeguata per evitare l'accumulo di idrogeno nel locale	

## Sviluppi futuri

Nonostante la batteria al piombo abbia raggiunto una buona maturità sia tecnologica sia commerciale, sono ancora in corso attività di ricerca per migliorarne le prestazioni. Si cerca in particolare di aumentare il tempo di vita della batteria, studiando nuove tipologie di elettrodi sulla stima dello stato di carica della batteria e sullo sviluppo di sistemi di gestione (Battery Management Interface - BMI) e diagnostica per semplificare e migliorare la gestione della batteria.

Al momento sono a un livello di studio anche tipologie completamente innovative di batterie al piombo, tra cui la batteria al piombo a flusso di elettrolita, in cui la materia attiva è disciolta in una soluzione elettrolitica.

### Aspetti ambientali

Le batterie al piombo contengono materiali potenzialmente inquinanti e pericolosi (piombo, acido solforico), per cui lo smaltimento deve essere gestito in maniera molto attenta. A partire dal 1988 è stato istituito per legge il COBAT, Consorzio Obbligatorio per le Batterie al Piombo Esauste e i Rifiuti Piombosi, che assicura la raccolta, il trasporto e il riciclaggio delle batterie esauste negli impianti consorziati con una rete di centri di raccolta distribuiti sul territorio. Le batterie esauste non devono quindi essere abbandonate in ambiente, ma gli utenti privati possono conferirle ad uno dei centri di raccolta distribuiti sul territorio (l'elenco si può trovare sul sito del consorzio), mentre le imprese possono contattare uno dei raccoglitori organizzati per concordare il ritiro delle batterie. Le batterie raccolte sono poi portate agli impianti di riciclaggio del consorzio. Attualmente il metallo riciclato dalle batterie esauste rappresenta oltre il 40% della produzione italiana di piombo.

### Principio di funzionamento

Una batteria litio/ioni è composta da sottili strati costituenti il catodo, il separatore e l'anodo, immersi in un elettrolita che permette il trasporto degli ioni litio.

In una batteria litio/ioni il catodo è solitamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione ( $\text{LiTMO}_2$  con  $TM = \text{Co, Ni, Mn}$ ), che garantisce una struttura a strati o a tunnel dove gli ioni litio possono essere inseriti ed estratti facilmente [50]. L'anodo è generalmente costituito da grafite allo stato litiato,  $\text{Li}_x\text{C}_6$  ( $0 < x < 1$ ) in cui ogni atomo è legato ad altri tre in un piano composto di anelli esagonali fusi assieme e che grazie alla delocalizzazione della nuvola elettronica conduce l'elettricità. L'elettrolita è composto tipicamente da sali di litio, come l'esafuorofosfato di litio ( $\text{LiPF}_6$ ), disciolti in una miscela di solventi organici (carbonato di dimetile e di etilene) e la membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene o polipropilene. Negli elettroliti polimerici, l'elettrolita liquido viene fuso in una matrice polimerica ospitante per formare un gel, garantendo le medesime prestazioni dell'elettrolita liquido ma con un maggiore grado di sicurezza intrinseca.

I collettori di corrente sono generalmente costituiti da metalli che non devono reagire con l'elettrolita e sono solitamente di rame per l'anodo e di alluminio per il catodo.

In tutte le batterie al litio, durante le reazioni di ossidoriduzione associate ai processi di carica e scarica, gli ioni litio migrano da un elettrodo all'altro reversibilmente.

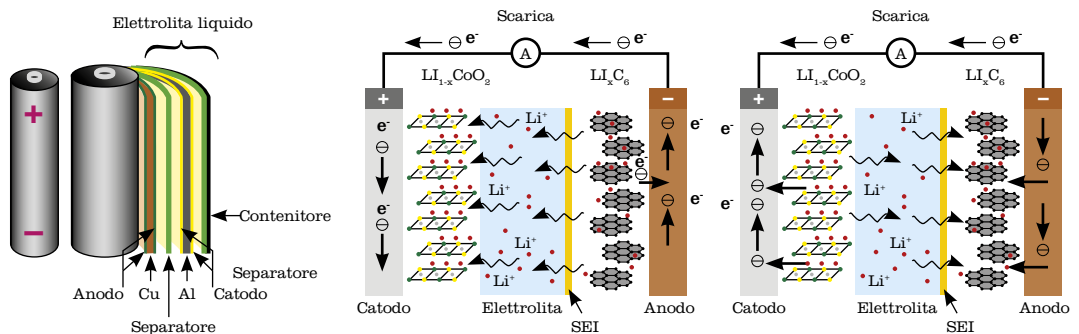
Quando la cella è completamente scarica, tutto il litio presente è contenuto nel catodo. Durante il processo di carica dell'accumulatore lo ione litio viene estratto dall'ossido metallico costituente il catodo e trasferito all'anodo, mentre gli elettroni migrano dal catodo all'anodo attraverso il circuito esterno e il metallo del catodo viene quindi ossidato. All'anodo, il processo di carica determina l'intrappolamento dello ione litio, che si riduce a litio nella matrice di grafite acquisendo gli elettroni provenienti dal circuito esterno. Durante la scarica, il litio intercalato nella matrice di grafite si ossida rilasciando all'esterno gli elettroni, mentre gli ioni litio migrano attraverso l'elettrolita al catodo, che viene ridotto.

Durante il primo ciclo di carica, oltre al trasferimento degli ioni litio nella grafite, si forma anche uno strato passivante tra elettrolita ed elettrodo negativo, denominato SEI (Solid-Electrolyte Interface) [51], e composto da ossidi, idrossidi, carbonati e fluoruri. Questo strato è importante per le prestazioni delle batterie poiché influenza il numero di cicli, la capacità e la sicurezza.

Nella Figura seguente è riportata la struttura di una cella al litio cilindrica e il meccanismo di carica e scarica per una cella con catodo in ossido litiato di cobalto  $\text{LiCoO}_2$ , anodo in grafite ed elettrolita allo stato liquido.

FIGURA 18

Cella cilindrica litio/ioni e reazioni di carica e scarica



---

## Descrizione della tecnologia e prestazioni

Le celle litio/ioni presentano una struttura costituita da strati sovrapposti tra loro, che permette la semplificazione del processo produttivo. I materiali elettrodi vengono diffusi su un sottile substrato metallico che costituisce anche il collettore per la corrente. Le celle con elettrolita liquido possono essere realizzate con struttura cilindrica, prismatica, a bottone, mentre le celle polimeriche sono piatte. Le celle con elettrolita polimerico presentano una struttura costituita da fogli flessibili molto sottili e spesso pieghevoli (laminato polimerico), che permettono un processo di manifattura semplice e in prospettiva meno costoso.

Le batterie litio/ioni sono una famiglia di accumulatori elettrochimici che si differenziano tra loro oltre che per la tecnologia dell'elettrolita, liquido o polimerico, anche per quella dei materiali catodici ed anodici.

Il materiale catodico più utilizzato in passato, e il primo a essere impiegato, è stato l'ossido litiato di cobalto ( $\text{LiCoO}_2$ ), il quale presenta una buona capacità di immagazzinare ioni litio, adeguata stabilità chimica e buona reversibilità elettrochimica. Tale materiale risulta però critico quando si verifica la sovraccarica della cella, che può determinare il collasso della struttura del materiale con conseguente rilascio di una grande quantità di calore. Inoltre la lieve tossicità e l'elevato costo del cobalto ha determinato recenti sforzi per cercare alternative migliori.

A tale scopo, per migliorare la stabilità e ridurre i costi sono oggi realizzati catodi composti da ossidi misti a tre elementi di transizione a base nichel/cobalto come il  $\text{Li}(\text{Ni}_{0.85}\text{Co}_{0.1}\text{Al}_{0.05})\text{O}_2$  denominato NCA, e il  $\text{Li}(\text{Ni}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{Mn}_{1/3})\text{O}_2$  denominato NMC, che permettono di ottenere prestazioni superiori all'ossido di cobalto, con prezzi decisamente inferiori. Sebbene questi materiali risultino più sicuri rispetto all'ossido di cobalto, è comunque necessario aumentare il livello di sicurezza dell'elettrodo positivo.

Un altro tipo di catodo è costituito da composti litio/manganese ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) che presentano una maggiore stabilità termica rispetto al nichel/cobalto e quindi una più elevata sicurezza ma caratteristiche simili in termini di cicli di lavoro.

Negli ultimi anni ha preso sempre più spazio l'utilizzo - come materiale catodico - del fosfato litiato di ferro ( $\text{LiFePO}_4$ ), denominato anche LFP, in virtù del suo basso costo e della maggiore sicurezza offerta rispetto alle altre tipologie di ossidi metallici, come conseguenza del basso potenziale elettrochimico. Purtroppo questa tecnologia ha l'inconveniente di avere una ridotta conducibilità ionica, che comporta un minore flusso di ioni litio e quindi una maggiore resistenza interna. L'aumento della conducibilità ionica dell'elettrodo viene comunque attuata attraverso diverse tecniche, quali il drogaggio dell'ossido mediante elementi come le terre rare, la realizzazione di ossidi nano-strutturati e, da ultimo, il rivestimento dell'intero elettrodo con atomi di carbonio.

Il materiale anodico maggiormente utilizzato nelle batterie al litio è il carbonio nella forma allotropica della grafite, poiché permette di ottenere una capacità prossima a quella del litio metallico.

Negli ultimi anni si stanno inoltre diffondendo batterie con anodo in titanato di litio ( $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$ ), denominate anche LTO [52], che garantiscono una tolleranza maggiore ai fenomeni di sovraccarica. L'assenza di reazioni parassite con l'elettrolita, in virtù dell'elevato potenziale elettrochimico, garantisce la mancata formazione del SEI, che nelle celle tradizionali con anodo in carbonio costituisce un limite al numero di cicli di vita, alla massima potenza di carica e alla temperatura di lavoro. Per tali motivi, l'LTO offre vantaggi dal punto di vista del tempo di ricarica e dei cicli di vita rispetto ai composti del carbonio, ma determina una minore tensione di lavoro e dunque una minore energia specifica rispetto alle tradizionali celle con anodo in grafite.

Attualmente la famiglia delle celle al litio costituisce un insieme di tecnologie tra le più promettenti per i diversi impieghi dei sistemi di accumulo elettrochimici. I parametri caratteristici, come evidenziato nella Tabella 9, sono funzione dei materiali elettrodi utilizzati [53].

TABELLA 9

Parametri caratteristici delle principali celle litio/ioni

	NCA	NMC	LMO	LFP	LTO
<b>Tensione nominale [V]</b>	3,7	3,7	3,7	3,3	2,2
<b>Tipo di catodo</b>	LiNiCoAlO <sub>2</sub>	LiNiCoMnO <sub>2</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>	LiFePO <sub>4</sub>	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub>
<b>Tipo di anodo</b>	C	C	C	C	Li <sub>4</sub> Ti <sub>5</sub> O <sub>13</sub>
<b>Potenza [W/kg]</b>	Alta	Buona	Media	Media	Media/Bassa
<b>Energia [Wh/kg]</b>	Alta	Alta	Buona	Media	Bassa
<b>Vita cicli</b>	Buona	Buona	Media	Media	Alta
<b>Vita calendario</b>	Buona	Buona	Bassa	Bassa per T>30 °C	Buona
<b>Livello di sviluppo</b>	Matura	Crescita/Matura	Matura	Crescita	Crescita
<b>Sicurezza catodo</b>	Bassa	Bassa	Media	Buona	Media
<b>Sicurezza cella</b>	Scadente	Bassa	Bassa	Media	Buona

Le prestazioni delle celle litio/ioni dipendono, oltre che dalla tipologia di materiali elettrodici utilizzati, anche dai processi realizzativi della cella. La stessa tipologia di cella può essere realizzata per applicazioni in potenza oppure in energia. Per tale ragione, in commercio è possibile trovare una grande varietà di celle al litio i cui parametri prestazionali sono indicati in [53].

## Sviluppi futuri

Allo stadio attuale lo sviluppo delle batterie litio/ioni ha portato verso due differenti filoni: da un lato sono realizzate celle con elevata energia specifica, attraverso la combinazione di catodi NCA o NMC con anodi in grafite; dall'altro, si punta verso celle maggiormente stabili e sicure, con cicli di vita lunghi e caratterizzati dall'avere catodi in LFP e anodi in LTO.

Lo sviluppo futuro delle celle al litio [55] è volto ad ottenere celle litio/ioni caratterizzate da una maggiore sicurezza, una maggiore vita attesa, un costo inferiore e un campo di temperature sempre più ampio e una maggiore energia specifica. Le ricerche effettuate riguardano per tale motivo sia i materiali anodici sia quelli catodici, e da ultimo gli elettroliti.

## Aspetti ambientali

Le celle litio/ioni non presentano grossi problemi di inquinamento ambientale, in virtù del ridotto livello di tossicità dei componenti costituenti tali batterie. L'unico elemento che può presentare problemi ambientali è rappresentato dai solventi utilizzati all'interno degli elettroliti liquidi, i quali risultano infiammabili, irritanti e corrosivi.

Nelle condizioni odierne il riciclaggio delle batterie al litio non è attrattivo economicamente, e solo una maggiore penetrazione di sistemi di accumulo litio/ioni di maggiori dimensioni potrà portare a maggiori ritorni economici. Un'analisi economica preliminare suggerisce infatti che il valore dei sali di litio e degli altri componenti costituenti la batteria sono troppo bassi per compensare i costi di trasporto e di processamento delle batterie esaurite.

## Batteria litio/ioni

**TABELLA 10**

**Parametri prestazionali tipici per le celle litio/ioni**

Parametro	Valore Tipico	Commento
<b>Capacità delle celle [Ah]</b>	0,1 ÷ 10.000	Le celle in commercio coprono un ampio range di capacità, ma le celle maggiormente diffuse hanno una capacità tipica dell'ordine dei 10 Ah
<b>Potenza specifica [W/kg]</b>	200 ÷ 3.000	Questi parametri sono influenzati dai materiali elettrodi oltre che dalla realizzazione della cella, che può essere in potenza o in energia
<b>Energia specifica [Wh/kg]</b>	40 ÷ 180	
<b>Efficienza energetica [%]</b>	80 ÷ 95	
<b>Efficienza amperometrica [%]</b>	100	
<b>Regime di scarica tipico [C rate]</b>	C/3 ÷ 2 C	Le celle possono essere realizzate per applicazioni in potenza o in energia, e presentano valori di corrente differenti
<b>Massima corrente in scarica e in carica [C rate]</b>	1C ÷ 100 C in scarica C/2 ÷ 10 C in carica	
<b>Autoscarica mensile [%]</b>	< 1	
<b>Vita attesa DoD 80% [cicli]</b>	1.500 ÷ 5.000	Dipende dalla tipologia di cella
<b>Range di temperatura di lavoro</b>	-30 ÷ 60 °C in scarica 0 ÷ 60 °C in carica	Le celle con elettrodi in grafite non permettono la carica a temperature inferiori a 0 °C, mentre l'anodo in titanato di litio garantisce un intervallo di temperatura in carica più ampio (fino a -30 °C)
<b>Ausiliari necessari</b>	Sistema di bilanciamento BMS	Il sistema di condizionamento della temperatura è opzionale per queste celle, anche se la presenza di tale dispositivo risulta molto utile



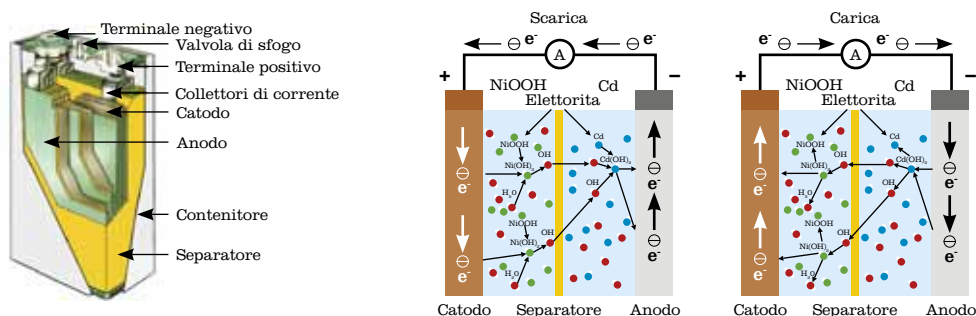
## Principio di funzionamento

Una batteria nichel/cadmio è composta da coppie di elettrodi isolati elettricamente mediante un separatore e immerse in un elettrolita di tipo alcalino [56]. L'elettrodo positivo è costituito da ossido idrato di nichel ( $\text{NiOOH}$ ), quello negativo è costituito da cadmio. L'elettrolita è di tipo alcalino e costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa. Spesso questo elettrolita è addizionato con piccole quantità di idrossido di litio e idrossido di sodio per aumentarne la vita utile e l'intervallo di temperatura. L'elettrolita contenuto in questi accumulatori permette il solo trasferimento degli ioni durante i processi di carica e scarica e non viene degradato durante i cicli di lavoro.

Durante la scarica, all'anodo il cadmio metallico viene ossidato dalla reazione con gli ioni  $\text{OH}^-$  dell'elettrolita originando idrossido di cadmio e liberando elettroni. Al catodo, invece, l'ossido idrato di nichel viene ridotto in idrossido di nichel dalla reazione con la molecola di acqua. Durante la carica le due reazioni avvengono nel verso opposto. Sia durante la scarica sia durante la ricarica, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante (non viene consumato) e quindi, a differenza della batteria al piombo, tale grandezza non può essere usata quale indice dello stato di carica.

FIGURA 19

### Cella prismatica nichel/cadmio e reazioni di carica e scarica



## Descrizione della tecnologia e prestazioni

Gli accumulatori nichel/cadmio, hanno un buon livello di sviluppo commerciale e sono disponibili con struttura cilindrica o prismatica, di tipo aperto o ermetico, con tecnologie costruttive degli elettrodi molto varie. Le batterie nichel/cadmio presentano normalmente un contenitore rivestito in polipropilene e dotato di una valvola di sfogo per i gas eventualmente prodotti durante l'operazione di ricarica. Gli elettrodi positivi e negativi sono isolati tra loro da un separatore, costituito generalmente da nylon, che deve permettere la libera circolazione dell'elettrolita.

L'elettrodo negativo (anodo), dove si può verificare la formazione di idrogeno, viene generalmente dimensionato con una capacità superiore a quella del catodo, in modo tale da non avere produzione di idrogeno. L'ossigeno prodotto durante la carica viene invece rilasciato all'esterno nel caso di batterie di tipo aperto, mentre viene diffuso attraverso il separatore e ricombinato all'elettrodo negativo nel caso di celle di tipo ermetico.

Come per la batteria al piombo, queste reazioni parassite comportano una perdita di carica e di energia e la necessità di periodici rabbocchi con acqua per accumulatori non ermetici.

Un'altra reazione parassita è quella di autoscarica, nel corso della quale l'ossigeno sviluppato all'elettrodo positivo migra al negativo riducendo il cadmio nel suo idrossido, analogamente a quanto

TABELLA 11

## Parametri prestazionali tipici per le celle nichel/cadmio

Parametro	Valore Tipico	Commento
Tensione nominale di cella [V]	1,25	
Capacità delle celle [Ah]	8 ÷ 1.500	
Potenza specifica [W/kg]	500 ÷ 800	Questi parametri sono influenzati dalla geometria costruttiva della cella che può essere cilindrica o prismatica
Energia specifica [Wh/kg]	50 ÷ 60	
Efficienza energetica [%]	60 ÷ 70	
Efficienza amperometrica [%]	70 ÷ 80	L'efficienza amperometrica è influenzata dalla tipologia di carica
Autoscarica mensile [%]	5 ÷ 10	L'autoscarica è influenzata dalla tipologia di cella e dalla temperatura ambiente
Vita attesa a 80% DoD [cicli]	1.000 ÷ 1.200	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/8 ÷ C/5	
Massima corrente in scarica e in carica [C rate]	20C in scarica 1C in carica	
Range di temperatura di lavoro	-50 ÷ 70 °C	
Ausiliari necessari	Sistema ventilazione idrogeno	

avviene durante la reazione principale di scarica.

Le batterie al nichel/cadmio sono realizzate secondo due principali tecnologie costruttive: con elettrodi "a tasca" o con elettrodi "sinterizzati" [57]. Nella prima configurazione le materie attive di entrambi gli elettrodi sono contenute all'interno di una tasca in lamina di acciaio fittamente traforata per consentire la penetrazione dell'elettrolita. La tecnologia costruttiva con elettrodi sinterizzati è quella più recente e permette di ottenere prestazioni migliori (maggiore energia specifica, potenze molto più elevate, riduzione della resistenza interna). La capacità di erogare forti potenze è ottenuta realizzando una grande superficie degli elettrodi. La tecnologia della sinterizzazione perviene a questo risultato spalmando le materie attive su una matrice molto porosa, a sua volta ottenuta per deposizione di polvere di nichel su foglia d'acciaio, onde ottenere la necessaria robustezza. Ne risulta un materiale poroso con altissima superficie equivalente.

Questa tecnologia di accumulatore soffre del così detto "effetto memoria": quando la cella viene continuamente caricata e scaricata senza mai raggiungere la scarica completa, la tensione di cella subisce una riduzione causata da cambiamenti fisici della materia attiva inutilizzata. Questo fenomeno è comunque reversibile attraverso una scarica e una carica completa della cella.

## Sviluppi futuri

Gli sviluppi futuri di tale tecnologia sono limitati, a causa degli aspetti ambientali dovuti alla presenza di cadmio, e in ogni caso sono volti al miglioramento dei soli aspetti costruttivi delle celle.

## Aspetti ambientali

Il maggiore problema ambientale legato a questa tecnologia di accumulo è dovuto alla presenza dell'elettrodo di cadmio, che è un metallo pesante molto tossico. Per questa ragione, gli accumulatori nichel/cadmio sono classificati come rifiuti pericolosi e potrebbero contaminare gravemente l'ambiente se le batterie esauste, eliminate assieme agli altri rifiuti, venissero sottoposte agli usuali processi di incenerimento. La Direttiva Europea 2006/66/EC [58] stabilisce che le batterie nichel/cadmio per applicazioni industriali devono essere raccolte dal produttore e riciclate in apposite strutture. Nelle batterie nichel/cadmio il processo di riciclaggio permette di riottenere il 99% dei metalli contenuti, e il cadmio derivante da questo processo è destinato alla realizzazione di nuovi accumulatori.

### Principio di funzionamento

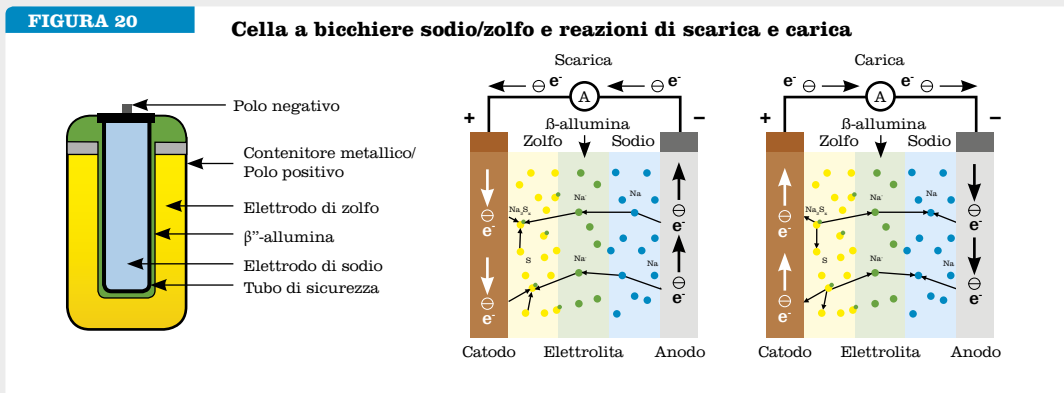
La batteria sodio/zolfo appartiene alla famiglia delle batterie ad alta temperatura [50], in cui i due elettrodi si trovano allo stato fuso, isolati fisicamente ed elettricamente tra loro da un separatore ceramico che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni di elettrolita.

In una cella sodio/zolfo il catodo è costituito da zolfo liquido, l'anodo è costituito da sodio allo stato liquido, mentre il separatore ceramico è costituito dalla  $\beta''$ -allumina, un composto costituito da  $\beta''$ -allumina drogata con ossidi che le conferiscono una struttura caratteristica in cui si muovono gli ioni sodio.

Nelle batterie sodio/zolfo durante le reazioni di ossidoriduzione associate ai processi di carica e scarica, gli ioni sodio migrano reversibilmente da un elettrodo all'altro.

Durante la scarica, in corrispondenza della superficie di contatto sodio-elettrolita, il sodio viene ossidato liberando elettroni. Gli ioni sodio, attraverso l'elettrolita, migrano verso l'elettrodo positivo dove si combinano con lo zolfo formando pentasolfido di sodio ( $\text{Na}_2\text{S}_5$ ). Procedendo nella scarica, al  $\text{Na}_2\text{S}_5$  subentra il tetrasolfido  $\text{Na}_2\text{S}_4$  e successivamente il trisolfido  $\text{Na}_2\text{S}_3$ . Se si proseguisse ulteriormente nella scarica si avrebbe la formazione di bisolfido  $\text{Na}_2\text{S}_2$  che è un solido e che si separerebbe irreversibilmente dal liquido restando poi inattivo. Per tale motivo, la reazione di scarica deve essere assolutamente interrotta prima di giungere a questa situazione. Durante la carica le reazioni descritte procedono in senso inverso.

Nella Figura è riportata la struttura a bicchiere di una cella sodio-zolfo e il meccanismo di carica e scarica.



### Descrizione della tecnologia e prestazioni

La batteria sodio/zolfo presenta caratteristiche costruttive molto diverse rispetto a quelle dei tradizionali accumulatori; infatti i due elettrodi, come detto in precedenza, sono allo stato fuso e sono divisi dal separatore ceramico che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni dell'elettrolita. Il separatore ceramico, costituito da  $\beta''$ -allumina, permette il passaggio ionico solo per temperature prossime ai  $300^\circ\text{C}$  e questo, unito alla necessità di mantenere i due elettrodi allo stato fuso, determina la necessità di mantenere la cella ad alta temperatura durante il funzionamento.

In genere la struttura più utilizzata per la realizzazione della cella è quella a bicchiere, in cui il sepa-

TABELLA 12

Parametri prestazionali tipici per le celle sodio/zolfo

Parametro	Valore Tipico	Commento
Tensione nominale di cella [V]	2,076	La tensione nominale indicata è riferita ad una temperatura di 300 °C
Capacità delle celle [Ah]	628	
Potenza specifica [W/kg]	210	Il modulo in potenza presenta una potenza specifica di 100 W/kg
Energia specifica [Wh/kg]	240	Il modulo in energia presenta un'energia specifica di 130 Wh/kg
Efficienza energetica [%]	90	Il rendimento si riduce all'80-85% per il modulo al regime delle 8 ore. Aumentando il regime di scarica, il rendimento si può ridurre al 70%
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica mensile [%]	0	L'autoscarica è nulla, poiché la ceramica è un buon isolante. Nel modulo l'autoscarica causata dal sistema di riscaldamento attivo e dalla mancata connessione alla rete determina la scarica della batteria in circa 6 giorni
Vita attesa a 80% DoD [cicli]	4.500	
Regime di scarica tipico [C rate]	C/8	
Intervallo di temperatura di lavoro	290 ÷ 360 °C	La singola cella lavora ad alta temperatura. Il modulo completo coibentato e dotato di sistema di riscaldamento è insensibile alla temperatura ambiente.
Ausiliari necessari	Sistema di riscaldamento, BMS	

ratore è modellato in forma di bicchiere, contiene l'elettrodo negativo (sodio) ed è immerso nell'elettrodo positivo (zolfo) [63].

Dato il potere fortemente corrosivo dello zolfo liquido, i materiali dei collettori di corrente catodica devono essere realizzati con leghe pregiate a base di molibdeno o cromo. Lo zolfo inoltre può corrodere il separatore ceramico.

Il separatore ceramico è un componente critico della batteria, in quanto una sua rottura può mettere in contatto il sodio e lo zolfo della cella, sviluppando una reazione fortemente esotermica e molto violenta che determina sovratemperature accompagnate a volte da sovrappressioni, che in particolari circostanze potrebbero originare incendi. I cicli termici, in cui la batteria viene lasciata raffreddare e poi successivamente riscaldata, determinano a causa delle variazioni volumetriche degli elettrodi un rischio maggiore di fessurazione dell'elettrolita. Per ridurre tale pericolo sono impiegate alcune soluzioni costruttive come l'utilizzo di un tubo di sicurezza che limita la quantità di zolfo e sodio che possono potenzialmente combinarsi nel caso di rottura del separatore ceramico. Tale sistema permette infatti di limitare la quantità di materia attiva che partecipa alla ricombinazione al volume occupato dal sodio all'interno del tubo di sicurezza, garantendo dunque una maggiore sicurezza e l'esclusione della cella guasta mediante cortocircuito.

Trattandosi, come già detto, di una batteria che opera alla temperatura di 300°C, il modulo con celle

sodio/zolfo viene realizzato all'interno di un contenitore termicamente isolato che permette di ridurre la dispersione termica. Durante la normale operazione di scarica le perdite per effetto Joule e le reazioni esotermiche determinano un aumento della temperatura interna della batteria, mentre durante la carica la reazione endotermica determina un graduale raffreddamento della batteria.

Tale batteria è perciò dotata di un sistema di riscaldamento interno che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo limite. Con la batteria a riposo sconnessa da rete, l'energia contenuta all'interno della batteria consente il mantenimento della temperatura interna solo per qualche giorno, e questo costringe a mantenere la batteria sempre connessa alla rete elettrica per alimentare il sistema di riscaldamento.

---

### **Sviluppi futuri**

La ricerca su questa tecnologia di batteria è volta allo sviluppo del separatore ceramico, che rappresenta il componente critico per la tecnologia. Sono in corso degli studi per migliorare la conducibilità della  $\beta$ -allumina e ridurre la temperatura di lavoro dell'intera cella.

---

### **Aspetti ambientali**

Le batterie sodio/zolfo non presentano grossi problemi dal punto di vista ambientale, dato il carattere poco inquinante dei due elettrodi. Il processo di riciclaggio delle batterie è compiuto dal produttore, che utilizza i materiali riciclati per produrre nuove batterie.

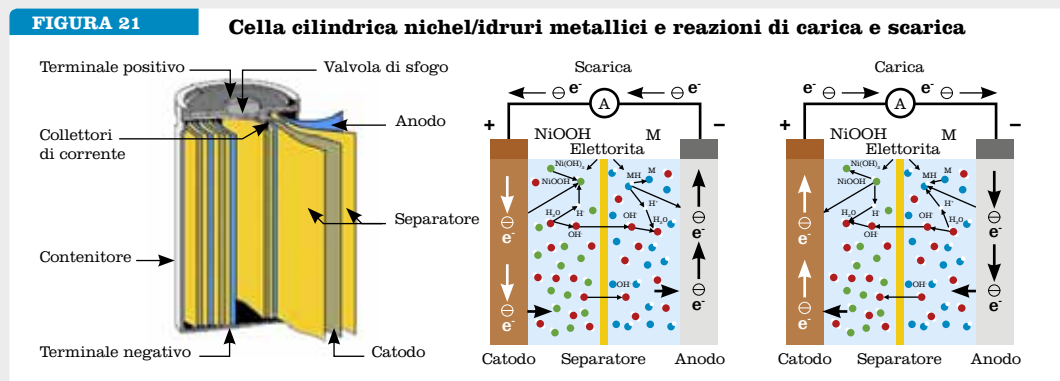
## Principio di funzionamento

L'accumulatore nichel/idruri metallici è il risultato dell'unione tra la tecnologia di accumulo di idrogeno e quella della nichel/cadmio [56]. Molte delle caratteristiche operative e costruttive delle batterie nichel/idruri metallici sono simili a quelle delle batterie nichel/cadmio.

L'elettrodo positivo è costituito da ossido idrato di nichel, come nella cella nichel/cadmio, mentre l'elettrodo negativo è invece costituito da composti intermetallici (M) capaci di assorbire e accumulare in modo reversibile idrogeno con formazione di idruri (MH) [60]. L'elettrolita è di tipo alcalino ed è costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa. Spesso questo elettrolita viene addizionato con piccole quantità di idrossido di litio e idrossido di sodio per aumentare la vita utile e l'intervallo di temperatura di lavoro della batteria. L'elettrolita contenuto in questi accumulatori permette il solo trasferimento degli ioni durante i processi di carica e scarica e non viene degradato durante i cicli di lavoro.

Il meccanismo di cella si caratterizza per l'intrappolamento e il rilascio dello ione idrogeno da parte dei due elettrodi durante i processi di carica e scarica, con conseguente spostamento dello ione idrossido attraverso il separatore. Durante la scarica, al catodo l'ossido idrato di nichel ( $\text{NiOOH}$ ) viene ridotto in idrossido di nichel ( $\text{Ni(OH)}_2$ ) acquisendo lo ione idrogeno dalla molecola di acqua e un elettrone dal circuito esterno. All'anodo, invece, l'idruro metallico (MH) libera elettroni e rilascia ioni idrogeno che si ricombinano con gli ioni idrossido formando acqua.

Durante la carica le due reazioni avvengono nel verso opposto. Sia durante la scarica sia durante la ricarica, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante e quindi tale grandezza non può essere usata quale indice dello stato di carica.



## Descrizione della tecnologia e prestazioni

Gli accumulatori nichel/idruri metallici hanno un buon livello di sviluppo tecnologico e sono disponibili con struttura cilindrica o prismatica, di tipo ermetico, con tecnologie costruttive dell'elettrodo negativo molto varie. Come per tutti gli accumulatori elettrochimici, la struttura prismatica della cella permette un più efficiente assemblaggio della cella, con conseguente riduzione degli spazi vuoti e un aumento della densità di energia e potenza. Diverse leghe metalliche con elevata purezza e stabilità meccanica possono essere impie-

TABELLA 13

Parametri prestazionali tipici per le celle nichel/idruri metallici

Parametro	Valore Tipico	Commento
Tensione nominale di cella [V]	1,25	
Capacità delle celle [Ah]	0,1 ÷ 200	Le celle in commercio coprono un ampio intervallo di capacità poiché si prestano all'utilizzo in diverse applicazioni
Potenza specifica [W/kg]	200 ÷ 1.200	Questi parametri sono influenzati dalla geometria costruttiva della cella, che può essere cilindrica o prismatica
Energia specifica [Wh/kg]	40 ÷ 100	
Efficienza energetica [%]	65	
Efficienza amperometrica [%]	70 ÷ 80	L'efficienza amperometrica è influenzata dalla tipologia di carica. La carica lenta determina una efficienza ridotta
Autoscarica mensile [%]	15 ÷ 25	L'autoscarica è influenzata dalla tipologia di cella e dalla temperatura ambiente
Vita attesa a 80% DoD [cicli]	500 ÷ 1.000	Nell'applicazione in veicoli ibridi, in cui si verificano cicli di carica e scarica con bassi valori di DoD si arriva a 100.000 cicli
Regime di scarica tipico [C rate]	C/5	
Massima corrente in scarica e in carica [C rate]	5C in scarica C/2 ÷ 2C in carica	La massima corrente di carica e scarica dipende dal tipo di cella, in energia o in potenza
Intervallo di temperatura di lavoro	-20 ÷ 60 °C	
Ausiliari necessari	Regolatore di carica	Il regolatore di carica è necessario per evitare la formazione di un eccesso di gas all'interno delle celle nelle fasi finali di carica

gate per la realizzazione dell'elettrodo delle batterie nichel/idruri metallici [57]. Le più utilizzate sono di due classi principali: le leghe  $AB_3$  e le leghe  $AB_2$ . Le più comuni sono quelle denominate  $AB_3$ , dove A rappresenta elementi del gruppo delle terre rare come lantanio e cerio, e B elementi metallici come nichel, cobalto, manganese o alluminio, che garantiscono una stabilità ottimale dopo molti cicli di carica e scarica. Solo poche batterie usano elettrodi con materiali ad alta capacità d'intrappolamento dell'idrogeno basati sulla lega  $AB_2$ , dove A è un metallo di transizione come titanio o vanadio e B zirconio o nichel addizionati con ulteriori metalli, a causa della minore stabilità di questo tipo di soluzione. Ognuno di questi composti serve a creare, in modo reversibile, una miscela di idruri metallici.

Le batterie nichel/idruri metallici presentano normalmente un contenitore rivestito di polipropilene e dotato di una valvola di sfogo per rilasciare i gas in eccesso prodotti durante l'operazione di ricarica. Gli elettrodi positivi e negativi sono isolati tra loro da un separatore, generalmente realizzato con composti di fibre di propilene, che garantisce una struttura facilmente permeabile dall'elettrolita.

L'elettrodo negativo (anodo), ove si verifica la formazione di idrogeno, viene generalmente dimensionato con una quantità di materiale attivo superiore a quella del catodo in modo tale da non avere produzione di idrogeno. L'ossigeno prodotto durante la carica all'elettrodo

---

## Batteria nichel/idruri metallici

positivo viene diffuso attraverso il separatore e ricombinato all'elettrodo negativo per evitare un forte aumento della pressione interna.

La reazione di ricombinazione dell'ossigeno è da considerarsi una reazione parassita che determina una riduzione reversibile della carica e dell'energia immagazzinata nella cella. Il fenomeno di auto-scarica della batteria è inoltre determinato dai continui moti degli ioni dell'elettrolita, che si verificano anche in condizioni di non utilizzo.

Questa tecnologia di accumulatore soffre del così detto "effetto memoria". Ovvero, quando la cella viene continuamente caricata e scaricata senza mai raggiungere la scarica completa, la tensione di cella subisce una riduzione causata da cambiamenti fisici della materia attiva inutilizzata. Questo fenomeno è comunque reversibile attraverso una scarica e una carica completa della cella.

---

### Sviluppi futuri

L'evoluzione di questa tecnologia è finalizzata a un costante miglioramento delle prestazioni, soprattutto per quanto concerne la riduzione dell'autoscarica e l'aumento della vita utile, unitamente al raggiungimento di una migliore competitività in termini di costi/prezzi.

Date comunque le buone prestazioni in termini di energia e potenza specifica e di temperatura di lavoro, una ulteriore riduzione dei costi associata a una maggiore vita attesa la possono infatti rendere nuovamente competitiva rispetto alle batterie litio/ioni.

---

### Aspetti ambientali

La batteria nichel/idruri metallici, a differenza dell'accumulatore nichel/cadmio e di quella al piombo/acido, non presenta grossi problemi di inquinamento ambientale non contenendo cadmio, mercurio o piombo.

Come per le batterie litio/ioni, dato il carattere poco inquinante dei materiali, attualmente il processo di riciclaggio di questi accumulatori occupa solo un mercato di nicchia, non essendoci normative stringenti, anche se il costo del nichel favorisce la penetrazione di tale processo.



# Batteria sodio/cloruri metallici

## Principio di funzionamento

La batteria sodio/cloruri metallici, come la batteria sodio/zolfo, appartiene alla famiglia delle batterie ad alta temperatura [50], in cui i due elettrodi si trovano allo stato fuso e isolati fisicamente ed elettricamente tra loro da un separatore ceramico, che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni di elettrolita.

In una cella sodio/cloruri metallici il catodo è costituito da un cloruro di un metallo di transizione (nichel o ferro) allo stato liquido, l'anodo è costituito da sodio allo stato fuso, mentre il separatore ceramico è costituito dalla  $\beta$ -allumina, un composto costituito da  $\beta$ -allumina drogata con ossidi che le conferiscono una struttura caratteristica in cui si muovono gli ioni sodio. L'elettrodo positivo, dove sono presenti i cloruri che garantiscono una struttura molto porosa, è addizionato con un solvente liquido ad alta temperatura, tetracloroalluminato di sodio ( $\text{NaAlCl}_4$ ) [61], che non partecipa alla reazione e che costituisce un elettrolita secondario che permette di aumentare la mobilità degli ioni sodio.

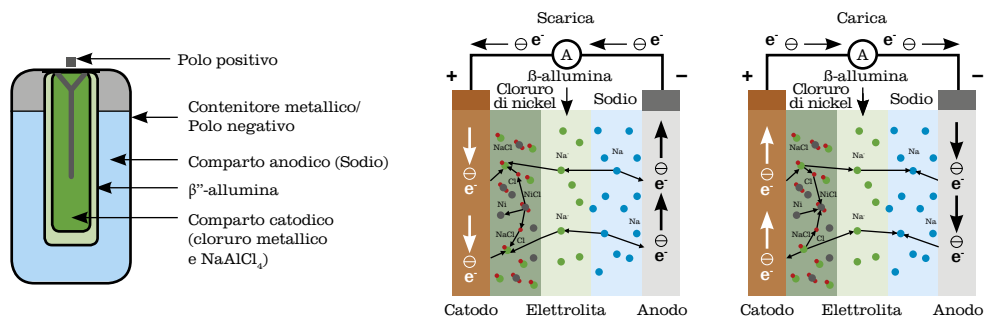
Nelle batterie sodio/cloruri metallici durante le reazioni di ossidoriduzione associate ai processi di carica e scarica, gli ioni sodio migrano reversibilmente da un elettrodo all'altro.

Durante la scarica, in corrispondenza della superficie di contatto sodio-elettrolita, il sodio viene ossidato liberando elettroni. Gli ioni sodio, attraverso l'elettrolita, migrano verso il comparto catodico, dove gli elettroni provenienti dal circuito esterno riducono il cloruro di nichel, e si forma cloruro di sodio e nichel. Durante la carica le reazioni descritte procedono in senso inverso.

Nella Figura 22 è riportata la struttura a bicchiere di una cella sodio/cloruri metallici e il meccanismo di carica e scarica.

FIGURA 22

### Cella a bicchiere sodio/cloruri metallici e reazioni di scarica e carica



## Descrizione della tecnologia e prestazioni

La batteria sodio/cloruri metallici presenta caratteristiche costruttive molto diverse rispetto a quelle dei tradizionali accumulatori; infatti i due elettrodi, come detto in precedenza, sono allo stato fuso e sono divisi dal separatore ceramico, che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni dell'elettrolita. Il separatore ceramico, costituito da  $\beta$ -allumina, permette il passaggio ionico solo per temperature prossime ai  $300^\circ\text{C}$ ; per questo la cella opera ad alta temperatura con elettrodi fusi.

In genere la struttura più utilizzata per la realizzazione della cella è quella a bicchiere, in cui il separatore è modellato in forma di bicchiere, contiene l'elettrodo positivo (cloruro metallico impregnato dall'elettrolita secondario) ed è immerso nell'elettrodo negativo (sodio).

Gli alogenuri metallici che possono essere utilizzati in tale batterie sono il cloruro di nichel e il cloruro di ferro, ma allo stato attuale nelle applicazioni commerciali è impiegato il solo cloruro di nichel.

Gli elementi più fragili della cella sodio/cloruro di metallo sono il separatore ceramico e la sigillatura metallo ceramica che chiude la cella, che possono rompersi a causa di stress termici e meccanici.

**TABELLA 14**

**Parametri prestazionali tipici per le celle sodio/cloruro di nichel**

<b>Parametro</b>	<b>Valore Tipico</b>	<b>Commento</b>
<b>Tensione nominale di cella [V]</b>	<b>2,58</b>	La tensione nominale indicata è riferita ad una temperatura di 300 °C
<b>Capacità delle celle [Ah]</b>	<b>32</b>	
<b>Potenza specifica [W/kg]</b>	<b>170</b>	Il modulo in potenza presenta una potenza specifica di 100-120 W/kg
<b>Energia specifica [Wh/kg]</b>	<b>160</b>	Il modulo in energia presenta un'energia specifica di 90-120 Wh/kg
<b>Efficienza energetica [%]</b>	<b>90</b>	Il rendimento si riduce all'80-85% per il modulo al regime delle 2 ore. Aumentando il regime di scarica, il rendimento si può ridurre al 70%
<b>Efficienza amperometrica [%]</b>	<b>100</b>	
<b>Autoscarica mensile [%]</b>	<b>0</b>	L'autoscarica è nulla, poiché la ceramica è un buon isolante. Nel modulo l'autoscarica determinata dal sistema di riscaldamento attivo e dalla mancata connessione alla rete determina la scarica della batteria in circa 6 giorni
<b>Vita attesa a 80% DoD [cicli]</b>	<b>2.500 ÷ 3.000</b>	
<b>Regime di scarica tipico [C rate]</b>	<b>C/2</b>	
<b>Massima corrente in scarica e in carica [C rate]</b>	<b>4C in scarica 2C in carica</b>	La massima corrente di carica e scarica può essere elevata, ma è limitata dal sistema di supervisione e controllo del modulo
<b>Intervallo di temperatura di lavoro</b>	<b>240 ÷ 320 °C</b>	La singola cella lavora ad alta temperatura Il modulo completo coibentato e dotato di sistema di riscaldamento è insensibile alla temperatura ambiente
<b>Ausiliari necessari</b>	<b>Sistema di riscaldamento e raffreddamento, BMS</b>	

Un vantaggio molto importante di questa tecnologia rispetto a quella sodio/zolfo è dato dalla ridotta pericolosità nel caso di rottura del separatore ceramico [62]. In tali celle, infatti, se si verifica la frattura del separatore si ha una reazione diretta tra il sodio e il tetracloroalluminato di sodio che assorbe il sodio disponibile e passiva parzialmente il catodo, con la formazione di prodotti di reazioni solidi, non corrosivi e con una bassa pressione di vapore anche ad elevate temperature. Tra i prodotti di reazione solidi vi è inoltre l'alluminio, che cortocircuita automaticamente la cella e permette alla batteria, composta da diverse celle connesse per lo più in serie, di continuare a funzionare con una riduzione della tensione ai morsetti.

In caso di rottura del separatore ceramico, così come nel caso di sovrascarica, hanno luogo reazioni indesiderate, che sono reversibili solo a patto che avvengano per un tempo limitato. Se tali reazioni non vengono interrotte per tempo possono determinare la frattura del separatore ceramico, a causa della pressione meccanica esercitata dai prodotti di reazione, con conseguente perdita della cella elementare.

Un modulo di batteria sodio/cloruro di nichel è composto da diverse celle, separate da sottili fogli di mica, connesse tra loro in serie e in parallelo per formare sistemi commerciali da poche decine di kWh per applicazioni di energia o di potenza.

Trattandosi, come detto, di una batteria che opera alla temperatura di 300°C, il modulo con celle sodio/cloruro di nichel è realizzato all'interno di un contenitore termicamente isolato che permette di ridurre la dispersione termica. Durante la normale operazione di scarica le perdite per effetto Joule e le reazioni esotermiche determinano un aumento della temperatura interna della batteria. Durante i periodi di inutilizzo la batteria tende però a raffreddarsi e per tale motivo è dotata di un sistema di riscaldamento interno che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo limite. Con la batteria a riposo sconnessa da rete, l'energia contenuta all'interno consente il mantenimento della temperatura interna solo per qualche giorno, e questo costringe a mantenere la batteria sempre connessa alla rete elettrica per alimentare il sistema di riscaldamento.

---

### Sviluppi futuri

La ricerca su questa tecnologia di batteria è volta allo sviluppo del separatore ceramico, che rappresenta il componente critico per la tecnologia. Sono in corso studi per migliorare la conducibilità della  $\beta$ -allumina e ridurre la temperatura di lavoro dell'intera cella.

Il materiale catodico è anch'esso in fase di sviluppo poiché gli alogenuri più utilizzati presentano ancora inconvenienti da ottimizzare.

---

### Aspetti ambientali

Le batterie sodio/cloruri metallici non presentano grossi problemi dal punto di vista ambientale, dato il carattere poco inquinante dei due elettrodi. Il processo di riciclaggio delle batterie viene compiuto dal produttore, che utilizza i materiali riciclati per produrre nuove batterie.

# 8

## Batteria Redox a circolazione di elettrolita al vanadio (VRB)

### Principio di funzionamento

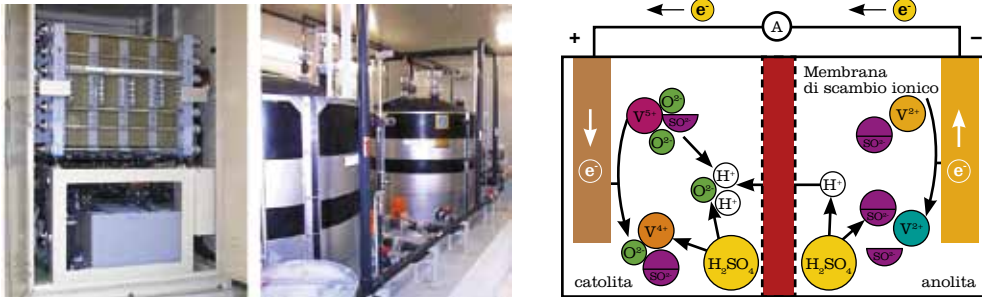
Le batterie Redox a circolazione di elettrolita sono in grado di accumulare energia elettrica in soluzioni elettrolitiche contenenti differenti coppie Redox, utilizzando reazioni accoppiate di ossidazione e riduzione in cui sia i reagenti sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa. Nel caso specifico della batteria Redox al vanadio (VRB), la coppia Redox è costituita da vanadio in differenti stati di ossidazione,  $V^{3+}/V^{2+}$  all'elettrodo positivo e  $V^{5+}/V^{4+}$  al negativo, disciolti in una soluzione di acido solforico.

La cella elementare di una batteria VRB è costituita dalla membrana di scambio ionico (lo stesso tipo di membrana utilizzata nelle celle a combustibile PEM), dagli elettrodi e dalle piastre bipolari. La membrana permette il passaggio degli ioni  $H^+$  e separa l'elettrolita positivo dal negativo. La molecola di acido solforico  $H_2SO_4$  si scinde negli ioni  $H^+$  e  $SO_4^-$ . Lo ione  $H^+$  sostituisce quello della pellicola di scambio ionico e viene quindi immesso nell'altro elettrolita.

La forza elettromotrice di una cella elementare è di 1,25 V.

FIGURA 23

Stack serbatoi di una VRB da 45 kW - 90 kWh e reazioni in scarica in una cella elementare



### Descrizione della tecnologia e prestazioni

La batteria a flusso di elettrolita è costruttivamente molto diversa da un accumulatore tradizionale. Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono immagazzinate in serbatoi, messe in circolazione da pompe attraverso un circuito idraulico e si interfacciano nella cella elementare attraverso la membrana. Il cuore della batteria è lo *stack*, costituito da un determinato numero di celle elementari elettricamente collegate in serie. La batteria è integrata in un sistema che comprende anche un convertitore elettronico DC/AC, un sistema di controllo e un sistema di raffreddamento. In commercio non si trovano celle singole, ma sistemi completi, per cui risulta molto difficile analizzare le prestazioni della tecnologia prescindendo da quelle del sistema in cui è integrata.

Una caratteristica di questa tecnologia di accumulo è il totale disaccoppiamento tra la potenza e l'energia. La potenza che la batteria può erogare o assorbire dipende dalla quantità di elettrolita che prende parte alla reazione istante per istante (chiaramente, compatibilmente con la velocità della reazione) e quindi dalla superficie della membrana e dalla velocità delle pompe. La capacità di accumulo è invece legata alla quantità di elettrolita totale e quindi alla capienza dei serbatoi.

TABELLA 15

## Parametri prestazionali tipici delle celle VRB

Parametro	Valore Tipico	Commento
Tensione nominale [V]	1,25	
Capacità delle celle in commercio [Ah]	--	
Potenza specifica [W/kg]	100	
Energia specifica [Wh/kg]	25	La solubilità ridotta dei sali di vanadio non permette di superare valori teorici di energia specifica superiori ai 65 Wh/kg
Efficienza energetica [%]	60 ÷ 85	L'efficienza è fortemente dipendente dalle modalità di gestione delle pompe che flussano l'elettrolita
Efficienza amperometrica [%]	80 ÷ 90	
Vita attesa [cicli]	10.000	
Autoscarica mensile [%]	0 ÷ 100	Se il sistema è fermo le soluzioni sono separate e non si ha autoscarica; se il sistema è in stand-by e si ha il flussaggio degli elettroliti, la batteria si autoscarica completamente in pochi giorni
Regime di scarica tipico [A]	C/10 1C	Esistono due tipologie di sistemi, per applicazioni in energia e per applicazioni in potenza
Massima corrente in scarica e in carica [A]	4C 1C	
Intervallo di temperatura di lavoro	0 ÷ 40 °C	
Ausiliari	Pompe per la circolazione dell'elettrolita, sistema di riscaldamento e di raffreddamento dell'elettrolita, sistema di controllo e monitoraggio, inverter	In commercio si trovano solo sistemi completi di inverter per l'interfacciamento in rete

Pertanto, a parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi. Per diminuire il costo specifico della batteria spesso sono realizzati sistemi di grossa taglia, con un rapporto tra energia e potenza nominale pari a 10 e quindi adatti ad applicazioni che richiedono prestazioni in energia. La batteria ha però anche tempi di risposta alla richiesta di carico molto rapidi (ordine dei millisecondi), per cui può essere adatta, con un opportuno convertitore, anche ad applicazioni che richiedono prestazioni in potenza. La batteria può essere scaricata fino a 0 V senza problemi, ma tipicamente l'inverter impone una tensione minima di lavoro che diviene la tensione di fine scarica della batteria.

L'efficienza energetica del sistema è fortemente influenzata dalle modalità di gestione delle pompe. Nei vecchi sistemi le pompe lavoravano a velocità costante, che comportava una riduzione del rendimento del sistema nei periodi di lavoro con basso carico e con fasi di stand-by. Nei sistemi attualmente disponibili in commercio è stata implementata una modalità di gestione delle pompe a velocità variabile in funzione del carico, che permette di migliorare l'efficienza del sistema.

## Batteria Redox a circolazione di elettrolita al vanadio (VRB)

Un parametro che influenza fortemente il comportamento di questa batteria è la temperatura. La batteria lavora in un intervallo di temperature tra 0 e 40°C. Alle basse temperature il fluido aumenta di densità al punto che la sua circolazione diventa difficoltosa (si può arrivare al punto che le celle dello *stack* non riescano a riempirsi in modo uniforme). L'alta temperatura (oltre i 40°C) può invece causare la precipitazione dei sali di vanadio dell'elettrolita, in particolare se la batteria è carica, i quali possono ostruire il circuito idraulico e le pompe di circolazione.

La durata di vita della batteria è teoricamente illimitata, dal momento che gli elettrodi/elettroliti non partecipano direttamente alle reazioni di cella se non come portatori di elettroni. Inoltre, la diffusione attraverso la membrana di un elettrolita nella sezione occupata da quello di polarità opposta non determina un progressivo decadimento delle prestazioni, come avviene nelle batterie Redox in cui i due elettroliti sono soluzioni di metalli diversi. Le varie parti del sistema, compreso lo *stack*, possono essere sostituite nel corso della vita del sistema, per cui è possibile raggiungere una vita attesa di oltre 10.000 cicli, corrispondenti a oltre 20 anni di utilizzo continuativo. Un sistema VRB ha raggiunto il record di 13.342 cicli, in due anni di prove di vita accelerate [65].

### Sviluppi futuri

La ricerca è concentrata in particolare sui seguenti aspetti:

- miglioramento della membrana;
- nuove tipologie di *stack*, ad esempio con celle connesse idraulicamente in serie invece che in parallelo, con riduzione delle correnti di *shunt* e miglioramento delle prestazioni del sistema;
- miglioramento delle modalità di gestione del sistema, per aumentare l'efficienza energetica e ridurre l'autoscarica;
- riduzione dei costi.

È in fase di sviluppo una seconda generazione di batterie Redox al vanadio, che utilizzano come coppia Redox bromuro di vanadio invece che vanadio. Questa batteria è stata brevettata dalla australiana University of New South Wales nel 2001 ed è caratterizzata da una densità di energia doppia rispetto alla batteria di prima generazione.

### Aspetti ambientali

La batteria è composta prevalentemente da materiali plastici (*stack*, tubature dell'impianto idraulico, serbatoi) che possono essere completamente riciclati. Lo smaltimento dell'elettrolita, che contiene una concentrazione di acido solforico leggermente inferiore rispetto all'accumulatore al piombo, deve seguire le modalità di trattamento dei rifiuti speciali. In ogni caso anche i due elettroliti possono essere riciclati e riutilizzati completamente.

# Bibliografia

- [1] G. D'Amato, Energy Storage Value Propositions, STRATEGEN Consulting, February 2011
- [2] S.M. Schoenung, W.V. Hassenzahl "Long vs. Short-Term Energy Storage Technology Analysis. A life-Cycle Cost Study", SANDIA REPORT SAND2003-2783, Sandia National laboratories, 2003
- [3] Jim Eyer, Garth Corey: "Energy storage for the electricity grid: benefits and market potential assessment guide - A study for the DOE Energy Storage Systems Program", Sandia Report SAND2010-0815, Febbraio 2010, Sandia National Laboratories
- [5] TERNA: "Piano di Sviluppo 2011 - Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica", 1 Luglio 2011
- [5] TERNA: "Partecipazione alla regolazione di frequenza e frequenza-potenza", Prescrizione Tecnica - Allegato A15, RSPT085012DSC-PCM, 20 Luglio 2008
- [6] TERNA: "Codice di Rete - Capitolo 4: Regole per il Dispacciamento"  
[http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA\\_ELETTTRICO/codice\\_rete.aspx](http://www.terna.it/default/Home/SISTEMA_ELETTTRICO/codice_rete.aspx)
- [7] TERNA: "Piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale", Guida Tecnica - Allegato A10, RGTE-0036-DIS-ISI, 1 Marzo 2006
- [8] R. Alanen, et al. , "D4.1 Electric Energy Storage Technology Review", EERA Joint Programme on Smart Grids, Settembre 2011
- [9] D. Rastler, "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits", EPRI, 1020676, Dicembre 2010
- [10] L. Mazzocchi, M. Meghella, E. Micolano "Studi e sperimentazioni sulle tecnologie di accumulo energetico", Memoria Convegno ATI/ANIMP, Milano, Luglio 2011
- [11] D. Rastler, Energy Storage Program P94, EPRI, 2011
- [12] P. Silvestroni "Fondamenti di Chimica", Libreria Eredi Virgilio Veschi, Roma
- [13] A. Buonarota, P. Menga "Generatori elettrochimici", Manuali Tecnici Enel DSR, 1993
- [14] Brad Roberts, et al. "Energy Storage Activities in the United States Electricity", Rapporto Tecnico EAC, May 2011
- [15] I. Gyuk, et al., "Handbook of Energy Storage for Transmission and Distribution Applications", Rapporto tecnico EPRI DOE n° 1001834, Dicembre 2003
- [16] Yukihisa Iijima, et al, "Development and Field Experiences of NAS battery inverter for stabilization of a 51 MW Wind Farm", The 2010 International Power Electronics Conference, IEEE
- [17] A. Nourai, "Installation of the First Distributed Energy Storage System (DESS) at American Electric Power (AEP), A Study for the DOE Energy Storage Systems Program", Sandia National Laboratories, SAND2007-3580
- [18] Charles Vartanian, "Grid Stability Battery Systems for Renewable Energy Success", Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), IEEE, 2010
- [19] Tim DeVries, et al., "COLD STORAGE, Battery energy storage system for Golden Valley Electric Association", ABB Review 1/2004
- [20] Thoma Reddy, "Linden's Handbook of Batteries, 4th edition", McGraw-Hill Professional
- [21] G. Koshimizu, et al., "Subaru Project: Analysis of Field Test Results for Stabilization of 30.6 MW Wind Farm with Energy Storage" *EESAT 2007*, September 23–26, San Francisco
- [22] E. Micolano, R. Lazzari "Analisi dell'invecchiamento di celle al litio e supercapacitori in applicazioni veicolari" Rapporto RDS RSE n° 11000395, 2010
- [23] Juan Dixon et al: "Electric vehicle using a combination of ultracapacitors and ZEBRA™ battery", IEEE TRANS. Ind. Electron, vol. 57, n. 3, Marzo 2010
- [24] A. Villa, R. Lazzari "Sistemi elettronici di potenza connessi alla rete elettrica: studi, simulazioni e sperimentazioni", Rapporto RDS RSE n° 110000902

- 
- [25] ESA Electricity Storage Association, <http://www.electricitystorage.org>
- [26] Voith Hydro Holding - Pumped Storage Machines, <http://www.voithhydro.com>
- [27] Ecoprog - The European Market for Pumped-Storage Power Plants, Germania, 2011
- [28] HRW Hydro Review Worldwide - Europe's Pumped Storage Construction Opportunity – Luglio-Agosto 2011
- [29] HRW Hydro Review Worldwide - Wind-Hydro Integration, Luglio 2009
- [30] G.B. Zorzoli, "Il paradigma che cambia", Quale Energia, Settembre/Ottobre 2011
- [31] RSE – Valutazione del potenziale dei sistemi di accumulo di energia mediante centrali di pompaggio idroelettrico per il sistema elettrico, rapporto RdS n. 11000299, Febbraio 2011
- [32] K. Tanaka - Successful Performance of the Pilot Test Plant of a Seawater Pumped Storage Power Generation and Technical Investigation of Underground Pumped Storage Power Generation, 8th Asian International Fluid Machinery Conference October 12-15, 2005, Yichang, China
- [33] S. Succar, R. H. Williams, Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources and Application For Wind Power, Princeton Environmental Institute 8 April 2008
- [34] Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs & Benefits, EPRI Whiter Paper 1020676 (2010)
- [35] US Patent n° 5,778,675, (1998)
- [36] M. Nakhmkin, Novel compressed Air Energy Storage Concepts, EESAT May 2007
- [37] R. B. Schainker, Emerging Technologies to Increase the Penetration and Availability of Renewables: Energy Storage – Executive Summary, EPRI, 31/07/2008
- [38] B. Roberts, Capturing Grid Power, IEEE power & energy magazine July/August 2009, pp. 32-41
- [39] EPRI-DOE Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications, Final Report 1001834, December 2003
- [40] Offshore wind energy with compressed air energy storage, DNV [http://www.dnv.com/binaries/storingwindenergyascompressedair\\_brochure\\_tcm109-449874%5B1%5D\\_tcm4-457340.pdf](http://www.dnv.com/binaries/storingwindenergyascompressedair_brochure_tcm109-449874%5B1%5D_tcm4-457340.pdf)
- [41] A. Slochum, Design & Manufacturing of an Offshore Renewable Energy Storage System, Summit 2010 26/ 04/2010, MIT, Cambridge, Massachusetts, USA
- [42] S. D. Garvey, Compressed Air Energy Storage Performance and Affordability, MARCUS EVANS Biannual Energy Storage Conference, Dec. 1-3, 2010. Amsterdam
- [43] Huntorf Air Storage Gas Turbine Power Plant, Energy Supply, Publication N° D GK 90 202 E, BBC
- [44] Compressed Air Energy Storage (CAES), Form 85230, Dresser – Rand, (2010)
- [45] <http://www.isepa.com/index.asp>
- [46] R. Valenti, Compressed Air Energy Storage (CAES) Act KCC Rule Development, KCC Open Meeting, 16/10/2010
- [47] S. van den Linden, Wind Power: Integrating Wind Turbine Generators (WTG's) with Energy Storage, in Wind Power, Book edited by: S. M. Muyeen, ISBN 978-953-7619-81-7, pp. 558, June 2010, INTECH, Croatia
- [48] <http://www.rwe.com/web/cms/en/365478/rwe/innovations/power-generation/energy-storage/compressed-air-energy-storage/project-adele/>
- [49] R. Alanen, et al., "Electric Energy Storage Technology Overview", EERA Joint Programme on Smart Grids, Settembre 2011
- [50] M. Broglia, R. Lazzari, E. Micolano, "Stato dell'arte delle geometrie costruttive e dei materiali utilizzati in sistemi di accumulo energetico", Rapporto RDS RSE n° 10000780, 2009
- [51] P. B. Balbuena, Y. Wang, "Lithium-Ion Batteries Solid-Electrolyte Interphase", University of South Carolina - Imperial College Press, 2004



---

## Bibliografia

- [52] Wei Cui, et al., "Improvement of overcharge performance using  $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$  as negative electrode for  $\text{LiFePO}_4$  power battery", *Journal of Solid State Electrochem.*, 2011
- [53] C. Bossi, R. Lazzari, E. Micolano, "Prospettive delle batterie al litio per applicazioni veicolari", *Rivista AEIT* vol.97 n. 9 Settembre 2010
- [54] T. M. Bandhauer, et al., "A Critical Review of Thermal Issues in Lithium-Ion Batteries", *Journal of Electrochemical Society*, N. 158, 2011
- [55] Bruno Scrosati, Jürgen Garche, "Lithium batteries: Status, prospects and future", *Journal of Power Sources*, 195(2010) 2419-2430
- [56] Jurgen O. Besenhard "Handbook of battery materials", Wiley-VCH, 1999
- [57] E. Micolano, "Stato dell'arte e confronto tecnico-economico delle tecnologie di accumulo elettrico. Sviluppo di un sistema con supercapacitori per applicazioni di Power Quality", *Rapporto RDS RSE* n° 08005871, 2008
- [58] Direttiva 2006/66/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 6 settembre 2006 relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori e che abroga la direttiva 91/157/CEE
- [59] D. Rastler, et al., "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits", *Rapporto EPRI* n° 1020676, Dicembre 2010
- [60] John J.C. Kopera, "Inside the Nickel Metal Hydride Battery", *Cobasys*, Giugno 2004
- [61] J.Coetzer, *Journal of Power Sources*, 18 (1986), 377
- [62] Cord-G. Dustmann, "Advances in ZEBRA batteries", *Journal of Power Sources* 127 (2004) 85-92
- [63] Zhenguang Yang et al "Advanced materials for sodium-beta alumina batteries: Status, Challenges and perspectives" *Journal of Power Sources* 195 (2010) 2431-2442
- [64] J. Kondoh et al., "Electrical energy storage systems for energy networks" *Energy Conversion & Management* 41 (2000) 1863-1874
- [65] M. Kazakos et al. "Recent advances with UNSW vanadium-based redox flow batteries" *Int. J. Energy Res.* 2010; 34:182-189



**RSE SpA - Ricerca sul Sistema Energetico** - sviluppa attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento ai progetti strategici nazionali, di interesse pubblico generale, finanziati con il Fondo per la Ricerca di Sistema. Fa parte del Gruppo GSE SpA, interamente a capitale pubblico.

---

**RSE** implementa attività congiunte con il sistema della pubblica amministrazione centrale e locale, con il sistema produttivo, nella sua più ampia articolazione, con le associazioni e i raggruppamenti delle piccole e medie imprese e le associazioni dei consumatori.

---

**RSE** promuove e favorisce lo sviluppo delle professionalità di domani promuovendo tutte le occasioni di supporto allo svolgimento di attività di formazione e divulgazione legate ai temi di ricerca svolti. L'attività di ricerca e sviluppo è realizzata per l'intera filiera elettro-energetica in un'ottica essenzialmente applicativa e sperimentale, assicurando la prosecuzione coerente delle attività di ricerca in corso e lo sviluppo di nuove iniziative, sia per linee interne sia in risposta a sollecitazioni esterne.

---

**RSE** dispone di un capitale umano che rappresenta un patrimonio unico di competenze ed esperienze, la cui difesa e sostegno rappresenta una condizione necessaria per consentire lo sviluppo di politiche di innovazione in un settore di enorme rilevanza per il Sistema Paese come quello energetico.

ISBN 987-88-611-305-3



Prezzo di vendita al pubblico  
**30 euro**