Università
degli Studi
di Padova

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE
CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA ELETTRICA

L'ACCUMULO LOCALE PER L'OTTIMIZZAZIONE GESTIONALE DEGLI IMPIANTI EOLICI

UN CASO DI STUDIO

RELATORE: Prof. Arturo Lorenzoni

LAUREANDO: Emilio Giomo

ANNO ACCADEMICO 2014-2015

Indice

Sommario _____ pag. V

1. Introduzione _____ pag. 3

2. Classificazione, caratteristiche tecniche e principi di funzionamento dei Sistemi di Accumulo _____ pag. 7

   2.1. Classificazione dei Sistemi di Accumulo (SdA) in base al principio di funzionamento _____ pag. 7

   2.2. Parametri caratteristici dei Sistemi di Accumulo _____ pag. 11

   2.3. Sistemi di accumulo di energia potenziale (pompaggio idroelettrico) _____ pag. 13

   2.4. Sistemi di accumulo elettrochimico _____ pag. 16

      2.4.1. Parametri caratteristici delle batterie _____ pag. 17

      2.4.2. Accumulatori al piombo/acido _____ pag. 19

      2.4.3. Batteria agli ioni di Litio _____ pag. 23

      2.4.4. Batteria Nichel/Cadmio _____ pag. 27

      2.4.5. Batteria Sodio/Zolfo _____ pag. 30

      2.4.6. Batteria Sodio/Cloruri metallici _____ pag. 32

      2.4.7. Batteria Nichel/Idruri metallici _____ pag. 34

      2.4.8. Batteria Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio (VRB) _____ pag. 37

   2.5. Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage) _____ pag. 39

   2.6. Supercondensatori _____ pag. 42

   2.7. Volani _____ pag. 44

   2.8. SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage _____ pag. 47

3. Applicazioni e comparazioni tecnico-economiche dei Sistemi di Accumulo _____ pag. 51

   3.1. Classificazione operativa dei Sistemi di Accumulo _____ pag. 52

   3.2. Applicazioni dei Sistemi di Accumulo per i servizi di rete e di utenza _____ pag. 53

      3.2.1. Time-shift energetico _____ pag. 54

      3.2.2. Capacità di fornitura elettrica _____ pag. 56

      3.2.3. Regolazione _____ pag. 56

      3.2.4. Supporto alla tensione _____ pag. 58

      3.2.5. Riaccensione del sistema elettrico (black start) _____ pag. 59

3.2.6. Supporto alla trasmissione e alla distribuzione _____ pag. 60

3.2.7. Differimento nell'aumento della capacità di trasmissione e distribuzione _____pag. 60

3.2.8. Gestione delle congestioni della rete trasmissione _____ pag. 61

3.2.9. Costo dell'energia in base al tempo di utilizzo _____ pag. 62

3.2.10. Affidabilità del sistema elettrico – Servizio di emergenza _____ pag. 62

3.2.11. Power Quality _____ pag. 63

3.2.12. Time shifting dell'energia rinnovabile non programmabile _____ pag. 63

3.2.13. Produttività degli impianti da fonti rinnovabili _____ pag. 63

3.2.14. Integrazione degli impianti eolici _____ pag. 64

3.3. Aspetti a confronti tecnico-economici dei Sistemi di Accumulo per i servizi di rete e di utenza _____ pag. 64

4. Normative sui Sistemi di Accumulo _____ pag. 79

4.1. Le delibere 574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel dell'AEEGSI _____ pag. 79

4.2. Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e loro varianti per i sistemi di accumulo. Servizi di rete _____ pag. 82

4.2.1. Insensibilità alle variazioni di tensione _____ pag. 86

4.2.2. Regolazione e limitazione della potenza attiva _____ pag. 87

4.2.2.1. Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110 % di U_n _____ pag. 87

4.2.2.2. Regolazione della potenza attiva di un sistema di accumulo per transitori di sovra e sottofrequenza originatisi sulla rete ___ pag. 88

4.2.2.3. Regolazione della potenza attiva di un sistema di accumulo collegato al DC bus di un generatore fotovoltaico per transitori di sovrafrequenza e di sottofrequenza originatisi sulla rete ___ pag. 89

4.2.3. Partecipazione al controllo della tensione _____ pag. 91

4.2.3.1. Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica cosφ=f(P) _____ pag. 93

4.2.3.2. Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica Q = f(V) _____ pag. 94

4.2.3.3. Regolazione centralizzata _____ pag. 94

4.2.4. Partecipazione ai piani di difesa pag. 95

4.3. Schemi di connessione per la misura dell'energia elettrica di Utenti attivi con sistemi di accumulo _____ pag. 95

4.4. Prove sui sistemi di accumulo _____ pag. 95

5. Funzionamento del Mercato Elettrico e formazione del prezzo dell'energia elettrica _____ pag. 99

5.1. L'organizzazione del sistema elettrico _____ pag. 99

5.2. Il funzionamento del Mercato Elettrico e la formazione del prezzo dell'energia elettrica _____ pag. 103

5.2.1. Il Mercato del Giorno Prima (MGP) _____ pag. 104

5.2.2. Il Mercato Infragiornaliero (MI) _____ pag. 109

5.2.3. Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD) _____ pag. 111

5.2.4. Il Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) _____ pag. 111

5.2.5. La piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (CDE) _____ pag. 112

5.2.6. La Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) _____ pag. 113

6. L'accumulo locale per l'ottimizzazione gestionale degli impianti eolici. Time Shifting sul prezzo di vendita _____ pag. 115

6.1. La variazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima. Ragioni del Time Shifting sul prezzo di vendita _____ pag. 116

6.2. Dati nominali e producibilità dell'impianto eolico. Prezzi zonali dell'energia elettrica _____ pag. 118

6.3. Scelta del sistema di accumulo: parametri tecnici e curve caratteristiche per la definizione delle prestazioni e delle grandezze di vincolo _____ pag. 120

6.4. Time Shifting energetico sul prezzo di vendita. Ottimizzazione giornaliera dell'impianto eolico abbinato ad un sistema di accumulo _____ pag. 123

6.5. Fattibilità economica del Time Shifting sul prezzo di vendita e valutazione dei risultati _____ pag. 130

6.6. Conclusioni _____ pag. 136

Bibliografia e Sitografia _____ pag. 137

Appendice A. Esempio di produzione oraria e ricavo orario per le giornate del 01 e 02 Gennaio 2014 _____ pag. 141

Sommario

Il presente lavoro nasce dall'idea di sfruttare il differenziale di prezzo dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima per discriminare la vendita dell'energia generata da un impianto eolico abbinato ad un sistema di accumulo, così da ottimizzarne economicamente la produzione (*Time Shifting sul prezzo di vendita*).

Attraverso un processo di ottimizzazione giornaliera, sono state valutate sei soluzioni con differenti capacità di accumulo per misurare la loro redditività e, soprattutto, per verificare le ipotesi di sostenibilità economica del progetto.

Il processo di ottimizzazione del sistema generatore eolico – accumulo è stato realizzato con la definizione delle funzioni di vincolo risultanti dai limiti di esercizio dell'impianto esistente, da quelli insiti del sistema di accumulo e dalla tipologia di servizio nei confronti della rete. A tal fine sono state analizzate le caratteristiche e le prestazioni dei vari sistemi di accumulo presenti sul mercato per definirne la tipologia più opportuna e per determinare il modello di funzionamento del sistema.

I risultati ottenuti hanno permesso di determinare la remunerazione del servizio di *Time Shifting sul prezzo di vendita* e, soprattutto, di stabilire i limiti entro i quali una tale modalità di esercizio diventa economicamente sostenibile.

A Silvia, Matteo e Stefano

1. Introduzione

La crescente penetrazione della produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolare quelle non programmabili quali l'eolico e il fotovoltaico, sta producendo una significativa variazione del profilo di prezzo sul Mercato del Giorno Prima e rilevanti scarti tra le quotazioni minime e quelle massime dell'energia elettrica.

Proprio dallo sfruttamento di questi scostamenti di prezzo deriva l'impulso sulla verifica della remunerazione e della sostenibilità economica della discriminazione della vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici con l'utilizzo di sistemi di accumulo che permettono, per l'appunto, di sfasare nel tempo l'immissione di energia nella rete (*Time Shifting sul prezzo di vendita*).

Attualmente questa modalità di esercizio è svolta dai sistemi di pompaggio idroelettrici e quindi applicata per impianti di grande potenza e di grande capacità che svolgono anche un ruolo di regolazione e di gestione del sistema elettrico. Con l'evoluzione tecnologica degli accumulatori elettrochimici e sotto la spinta dello sviluppo innovativo nella gestione del sistema elettrico, si sta diffondendo la possibilità di utilizzare sistemi di accumulo anche su piccola scala, nonché per lo svolgimento di alcuni servizi essenziali per l'esercizio della rete che, in particolare per gli impianti alimentati da Fonti Rinnovabili Non Programmabili, non potrebbero essere assolti altrimenti.

L'idea che sta alla base del presente lavoro è quella di indagare sulla possibilità di utilizzare dei sistemi di accumulo per ottimizzare economicamente la produzione di un impianto eolico speculando sul differenziale di prezzo che si genera nella contrattazione del prezzo dell'energia elettrica.

Questa verifica è stata eseguita su un impianto esistente sito in Sardegna del quale sono stati messi a disposizione i dati sulla produzione oraria dell'anno 2014. L'ottimizzazione è stata condotta partendo dalla definizione di una configurazione di base per poi estenderla a sei configurazioni di impianto ognuna con capacità di accumulo diversa. La configurazione di partenza è stata scelta dall'analisi delle specifiche tecniche, delle curve caratteristiche e delle prestazioni dei sistemi di accumulo presenti sul mercato che ha permesso di definire la tipologia necessaria e il modello di funzionamento dell'impianto generatore eolico – accumulo. Questo processo ha concorso a definire le funzioni di vincolo derivate dai limiti di funzionamento dello

stesso impianto eolico, dai limiti insiti del sistema di accumulo e dagli ambiti di esercizio per il tipo di servizio considerato (Time Shifting sul prezzo di vendita).

L'ottimizzazione della produzione è stata effettuata su base giornaliera dato che i prezzi dell'energia elettrica vengono diramati giorno per giorno e valenti per il giorno successivo alla data di contrattazione (*Mercato del Giorno Prima*). Il calcolo è stato effettuato considerando un modello semplificato di funzionamento ed ha generato dei ricavi giornalieri con i quali sono stati costruiti i diagrammi dei ricavi annuali delle sei configurazioni di impianto.

Dai ricavi annuali, considerando i costi di manutenzione del sistema di accumulo e le curve di decadimento della capacità, sono stati calcolati i flussi di cassa annuali che hanno permesso di determinare le remunerazioni annuali delle varie configurazioni e il costo massimo del sistema di accumulo in funzione dell'anno di ritorno del capitale investito.

Il lavoro si snoda su cinque capitoli dei quali i primi quattro concorrono alla definizione del sistema allo studio, mentre l'ultimo riguarda la descrizione del processo di ottimizzazione e i risultati ottenuti.

Nel secondo capitolo vengono analizzati e classificati i vari sistemi di accumulo presenti sul mercato, al fine di comprendere le loro caratteristiche e le loro prestazioni necessarie per la definizione del sistema che meglio si adatta al tipo di applicazione richiesta.

Il terzo capitolo considera le possibili applicazioni dei sistemi di accumulo per l'assolvimento dei servizi di rete, analizza gli eventuali benefici in funzione del tipo di gestione e li raffronta tecnicamente ed economicamente tra loro, al fine di avere una prospettiva completa e utile per la scelta corretta della soluzione impiantistica.

Nel quarto capitolo vengono analizzate le normative riguardanti i sistemi di accumulo che, vista la loro recente evoluzione, sono in fase di nuova emanazione e/o di aggiornamento. In particolare, si prendono in esame le delibere dell'AEEGSI e le conseguenti varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 nelle parti espressamente concernenti i sistemi di accumulo, al fine di strutturarle e schematizzarle così da renderle più comprensibili.

Il modello di organizzazione e di gestione del mercato dell'energia elettrica italiano è oggetto del quinto capitolo. In questo si individuano i soggetti coinvolti nel mercato dell'energia elettrica, si analizza il sistema elettrico nazionale sia dal punto di vista dello scambio fisico che in quello che riguarda più propriamente la contrattazione del prodotto energia elettrica e si identificano i principi che regolano la formazione del prezzo.

Il sesto e ultimo capitolo contiene l'analisi di ottimizzazione dell'impianto eolico. Essa viene sviluppata determinando primariamente le cause degli elevati differenziali di prezzo dell'energia elettrica che si creano sul Mercato del Giorno Prima (MGP) per effetto della suddivisione in zone di mercato, specificando i principi di scelta e i parametri tecnici fondamentali

del sistema di accumulo da abbinare all'impianto eolico esistente, definendo il modello di funzionamento del sistema e stabilendo le funzioni di vincolo necessarie per il processo di ottimizzazione. I risultati ottenuti per le sei configurazioni considerate vengono riassunti e presentati in appositi paragrafi che includono le doverose valutazioni e le conseguenti conclusioni.

2. Classificazione, caratteristiche tecniche e principi di funzionamento dei Sistemi di Accumulo

L'elevata penetrazione delle Fonti Rinnovabili (FR) sul sistema di generazione, in particolare quelle Non Programmabili (FRNP), sta determinando una certa aleatorietà nella produzione di energia elettrica con conseguenze non indifferenti sia nella gestione del servizio dispacciamento sia nell'andamento dei prezzi. La soluzione ottima al fine di limitare il grado di incertezza nella generazione e di conseguenza di stabilizzare il livello dei prezzi è quella di disaccoppiare nel tempo la produzione di energia elettrica dal suo consumo utilizzando, per l'appunto, dei sistemi di accumulo. Se questo fino a qualche tempo fa appariva tecnologicamente ed economicamente non fattibile, se non per i servizi alla punta, oggi, a causa della spinta creata dalle stesse fonti rinnovabili e dal progresso tecnologico, sono disponibili, o sono in fase di sviluppo avanzato, alcune tecnologie di accumulo che possono fornire notevoli benefici al sistema elettrico.

Lo scopo del presente capitolo è quello di analizzare il principio di funzionamento dei Sistemi di Accumulo che sono attualmente presenti sul mercato, o che prospetticamente potranno esserlo nel breve-medio termine, per comprendere le loro peculiarità nonché le loro prestazioni ai fini delle applicazioni ai servizi di rete e di utenza.

2.1. Classificazione dei Sistemi di Accumulo (SdA) in base al principio di funzionamento

I sistemi di accumulo possono essere classificati sulla base del loro principio di funzionamento. A tal proposito si distinguono:

- sistemi di accumulo di energia potenziale (pompaggio idroelettrico);
- sistemi di accumulo elettrochimico;
- sistemi di accumulo meccanico (volani, CAES);
- sistemi di accumulo elettrostatico (condensatori, supercondensatori);
- sistemi di accumulo elettromagnetico (SMES).

L'accumulo di energia sotto forma potenziale, che coincide di fatto con il pompaggio idroelettrico, è quello ad oggi più utilizzato e con la maggior potenza installata, perché le singole

installazioni sono di grande potenza (dalle decine di MW fino a oltre 1.000 MW). Negli impianti di pompaggio, nei periodi di bassa domanda, si pompa l'acqua da un serbatoio situato ad una quota inferiore ad uno ad una quota 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 che generano energia.

L'accumulo elettrochimico si basa su una o più reazioni chimiche, all'interno di celle appositamente studiate, che generano un flusso di elettroni, cioè 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 di riduzione che hanno luogo tra l'elettrolita e gli elettrodi. 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.

L'accumulo meccanico può essere realizzato con due tipologie di sistemi differenti tra loro soprattutto per quello che riguarda le prestazioni in energia. Il primo utilizza l'energia cinetica accumulata con un volano messo in rotazione ad alta velocità e quindi sfrutta il principio dell'inerzia di un sistema rotante. Il volano, collegato meccanicamente in modo diretto o tramite un sistema ad ingranaggi ad un motore primo, accumula energia quando al suo albero è presente una coppia motrice, mentre viene restituita quando questa viene a mancare. Le perdite aerodinamiche e di attrito nei supporti di sostegno sono i principali problemi in queste tipologie di applicazioni. Le taglie disponibili variano attorno alle decine di kWh di energia accumulabile, con potenze dell'ordine di 10-20 kW. Il secondo sistema, denominato *Compressed Air Energy Storage* (CAES), prevede l'accumulo di energia sotto forma di aria compressa da utilizzarsi in un ciclo termodinamico con una turbina a gas. I componenti principali di un sistema CAES sono: il compressore, azionato durante i periodi bassa richiesta di energia da un motore elettrico, il sistema di accumulo dell'aria compressa (una struttura naturale o artificiale) e la turbina a gas all'interno della quale si fa espandere l'aria accumulata. I sistemi CAES sono di due tipologie, cioè con espansione dell'aria preventivamente riscaldata con la combustione di gas naturale o sfruttando il calore di compressione precedentemente accumulato (CAES adiabatico). La turbina è fisicamente separata dal compressore al fine di disaccoppiare fisicamente e soprattutto temporalmente le fasi di compressione e di espansione.

I sistemi elettrostatici accumulano l'energia elettrica sotto forma di carica elettrostatica in un condensatore. I cosiddetti supercondensatori sono dei condensatori che hanno la caratteristica

di accumulare una quantità di carica elettrica molto più grande rispetto ai condensatori tradizionali. Rispetto agli accumulatori chimici presentano il vantaggio di poter essere caricati e scaricati quasi istantaneamente, garantendo un'elevatissima potenza specifica, ed hanno un numero di cicli di carica/scarica significativamente più elevato. Lo svantaggio più rilevante è la bassa energia immagazzinabile. I supercondensatori utilizzano elettrodi composti da strati di carbonio oppure da filamenti metallici, immersi in liquidi che fungono da dielettrici.

Con i *Superconducting Magnetic Energy Storage* (SMES) si immagazzina l'energia elettrica in forma di campo magnetico generato dalla corrente che percorre una bobina di materiale superconduttore mantenuta al di sotto della temperatura critica.

La Figura 1.2 permette una comparazione delle prestazioni dei vari sistemi di accumulo in termini di autonomia in funzione della potenza di impianto.

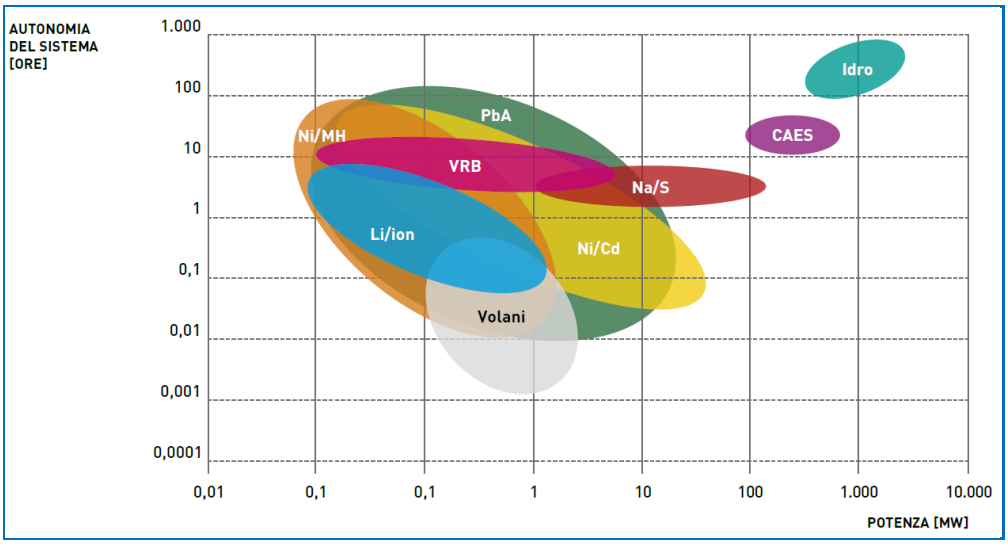


Figura 1.2. Tempo di scarica/potenza dei Sistemi di Accumulo [9]

Il diagramma di Ragone permette di confrontare le diverse tecnologie dei sistemi di accumulo sulla base dell'energia specifica e della potenza specifica. Questo diagramma consente di determinare il sistema di accumulo che meglio si presta a svolgere un certo di servizio alla rete: la parte alta del diagramma è occupata dalle tecnologie adatte per servizi di energia, mentre quelle per servizi di potenza sono dislocate nella parte più a destra (vedi Figura 2.2).

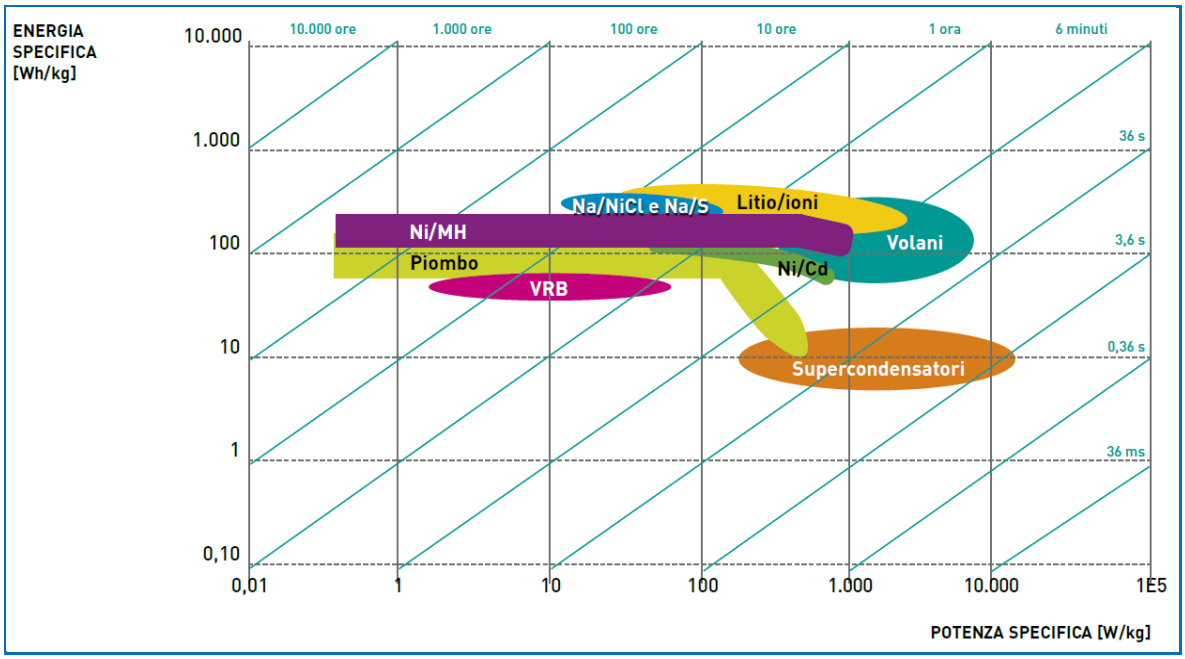


Figura 2.2. Diagramma di Ragone per alcune tecnologie di Sistemi di Accumulo [9]

La dislocazione geografica e la potenza totale installata nel mondo di impianti di accumulo di energia è riportata nella Figura 3.2. La Figura 4.2 riporta la potenza installata di sistemi di accumulo nel mondo dal 1905 ad oggi: come si nota la maggior parte della capacità dei sistemi di accumulo consiste di impianti di pompaggio idroelettrico, ma si prevede nel prossimo futuro una crescita significativa degli impianti con tecnologie elettrochimiche.

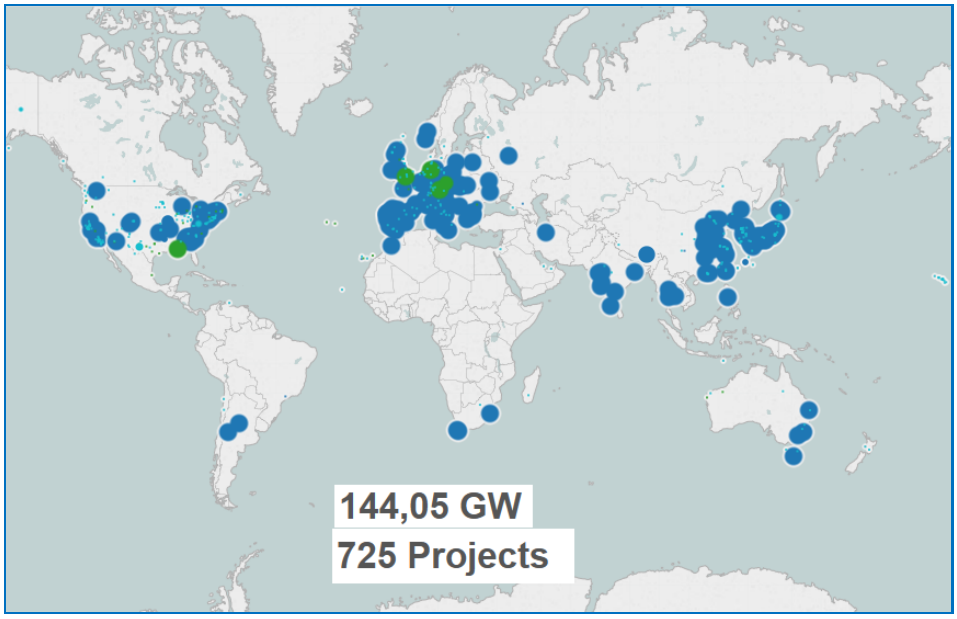


Figura 3.2. Dislocazione geografica delle installazioni dei Sistemi di Accumulo nel mondo [41]

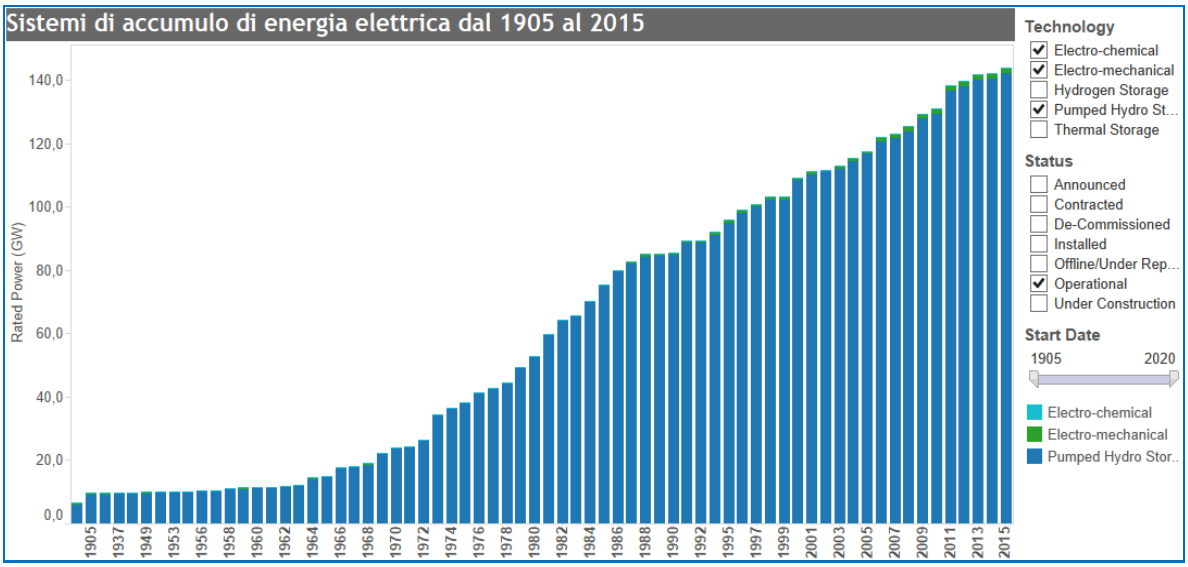


Figura 4.2. Sistemi di Accumulo installati nel mondo dal 1905 al 2015 [41]

2.2. Parametri caratteristici dei Sistemi di Accumulo

La parametrizzazione dei sistemi di accumulo avviene attraverso la definizione di alcune caratteristiche tecniche fondamentali che permettono di determinare univocamente le loro prestazioni. Tali caratteristiche vengono qui di seguito definite e riassunte.

- ***Capacità***: è la quantità di energia disponibile nel sistema dopo una carica completa. La scarica spesso non è o non può essere completa; per questo sono definiti due parametri, cioè la capacità totale W_{st} [Wh] e la capacità utile W_{ut} [Wh]. La capacità totale W_{st} è l'energia che il sistema di accumulo è in grado di immagazzinare al 100% delle sua "capienza". La capacità utile W_{ut} è l'energia disponibile in un processo di scarica fino ad una certa profondità di scarica. Naturalmente la capacità utile è inferiore od uguale alla capacità totale. Per taluni sistemi di accumulo, ad esempio quelli elettrochimici, si ha una perdita delle prestazioni di accumulo a seguito di cicli rapidi di carica/scarica e quindi l'energia accumulabile tende a diminuire. Questa, inoltre, può subire un degrado anche per effetto del fenomeno denominato *autoscarica* che si instaura in fase di inattività del sistema di accumulo.
- ***Potenza***: è il valore che esprime la potenzialità dell'apparato di conversione dell'energia elettrica (generatore, motore, turbina, ecc.). Di solito corrisponde al valore massimo in fase di scarica P_D [W] ed è la massima potenza erogabile in servizio continuo dal sistema entro i limiti temperatura stabiliti. Di solito la potenza in fase di scarica è uguale alla potenza in fase di carica, ma in alcuni casi possono essere diverse tra loro.
- ***Profondità di scarica [DOD]***: è il rapporto tra la quantità di energia erogata dal sistema dopo una scarica W_D e la quantità di energia totale accumulabile W_{st} .

$$DoD = \frac{W_D}{W_{st}}$$

In alcuni sistemi la profondità di scarica deve essere sempre superiore ad un valore minimo diverso da zero, pena il corretto funzionamento e mantenimento dell'impianto.

- ***Tempo di scarica***: il tempo di scarica "teorico" è dato dal rapporto tra l'energia totale accumulabile W_{st} e la potenza massima scaricabile P_d.

$$t_d = \frac{W_{st}}{P_D}$$

Il tempo di scarica "reale" dipende dalla profondità di scarica, dalle condizioni del sistema e se la scarica avviene a potenza costante.

- ***Rendimento del sistema di accumulo:*** è il rapporto tra l'energia scaricata W_D e l'energia assorbita W_C in un ciclo completo di carica/scarica.

$$\eta = \frac{W_D}{W_C}$$

Nel calcolo del rendimento non è compreso l'effetto dell'autoscarica. Quindi il rendimento così come espresso definisce l'efficienza di un sistema di accumulo per un servizio ciclico di breve periodo.

- ***Numero di cicli attesi:*** è il numero di cicli di carica/scarica presunti per una fissata profondità di scarica (di solito l'80%). Per gli accumuli elettrochimici, il numero di cicli attesi dipende fortemente dalla profondità di scarica e quindi il valore può essere notevolmente variabile.
- ***Vita attesa:*** è il numero di anni presunti di vita dell'impianto per un massimo numero di cicli annuo e per specificate condizioni di funzionamento.
- ***Autonomia:*** è data da rapporto tra l'energia utile W_{ut} e la potenza massima in fase di scarica P_d.

$$a = \frac{W_{ut}}{P_d}$$

- ***Autoscarica:*** è la porzione di energia accumulata dissipata durante un determinato periodo di inutilizzo.

$$A_s = \frac{1}{t_{k+1} - t_k} \frac{W_{t_k} - W_{t_{k+1}}}{W_{st}} \cdot 100 \text{ [\%]}$$

dove $(t_{k+1} - t_k)$ è il periodo di inutilizzo, $\left(W_{t_k} - W_{t_{k+1}}\right)$ è l'energia persa per autoscarica, W_{t_k} e $W_{t_{k+1}}$ sono le energie accumulate rispettivamente prima e dopo il periodo di inutilizzo. Di solito l'autoscarica viene definita per un periodo di un giorno o di un mese.

2.3. Sistemi di accumulo di energia potenziale (pompaggio idroelettrico)

Gli impianti idroelettrici di produzione con pompaggio, o semplicemente sistemi di pompaggio, vengono utilizzati per sfruttare il differenziale di costo dell'energia elettrica (ad esempio durante la giornata) per ottimizzare economicamente la produzione. In particolare, si accumula energia potenziale attraverso il pompaggio dell'acqua da un invaso posto a valle verso un serbatoio situato a monte durante le ore di basso costo (pompaggio: assorbimento di energia elettrica) e successivamente si rilascia l'acqua dal serbatoio a monte per quello di valle durante le ore di alto costo (turbinazione: generazione di energia).

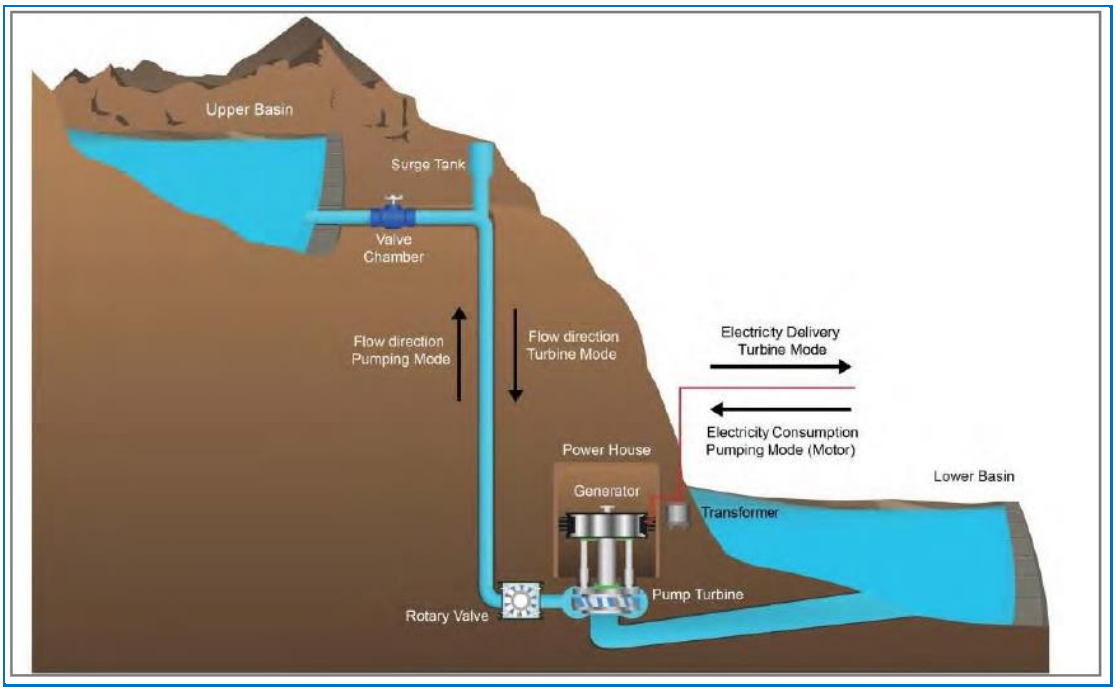


Figura 5.2. Principio di funzionamento di una centrale idroelettrica a pompaggio [12]

L'energia elettrica assorbita durante la fase di pompaggio per lo spostamento a monte di una certa portata d'acqua è pari a:

$$E_P = \frac{\rho g Q H}{\eta_P \cdot 10^6} T_P \ [MWh]$$

dove ρ è la densità dell'acqua in [kg/m^3], g è l'accelerazione di gravità in [m/s^2], Q è la portata della pompa in [m^3/s], H è il dislivello tra i due bacini in [m] al netto delle perdite, T_P è il tempo di pompaggio in [h] e η_P è il rendimento della macchina in fase di pompaggio.

L'energia che si ricava nel processo di generazione, ovverosia nella turbinazione della stessa portata d'acqua, è pari a:

$$E_G = \frac{\rho g Q H}{10^6} \eta_G T_G \ [MWh]$$

con T_G tempo di pompaggio in [h] e η_G il rendimento della macchina in fase di generazione/turbinazione.

Il rendimento del ciclo è pari a:

$$\eta_C = \frac{E_G}{E_P} = \eta_P \eta_G$$

ossia al prodotto dei rendimenti in fase di pompaggio e in fase di turbinazione.

L'operazione di switch energetico è vantaggiosa se il costo unitario speso per il pompaggio è inferiore al ricavo unitario generato dalla produzione, cioè:

$$c_P e_P < c_G e_G$$

e quindi si ha:

$$\frac{c_P}{c_G} < \frac{e_G}{e_P} = \eta_C$$

Pertanto il rapporto tra il prezzo di acquisto e il prezzo di vendita dell'energia deve essere inferiore al rendimento complessivo del sistema di accumulo a pompaggio, cioè:

$$\frac{Prezzo\ acquisto\ energia}{Prezzo\ vendita\ energia} < \eta_C$$

I sistemi di accumulo a pompaggio sono impianti che conferiscono maggior flessibilità al sistema di produzione di energia elettrica grazie alla loro capacità di modulare l'erogazione di potenza nell'arco dell'intera giornata e di essere in grado di immettere, in tempi relativamente rapidi, l'energia prodotta in rete (dell'ordine delle decine di secondi/minuti). Entrambe queste caratteristiche sono indispensabili per la copertura delle punte di carico giornaliere e per la regolazione della frequenza della rete.

I sistemi di pompaggio idroelettrico permettono di accumulare grandi quantità di energia a costi vantaggiosi rispetto agli altri sistemi di accumulo, mentre richiedono investimenti piuttosto elevati e necessitano di siti geograficamente favorevoli. Pertanto sono caratterizzati da costi variabili molto bassi e costi fissi molto alti.

Negli impianti di pompaggio le pompe e le turbine sono sempre collegate con lo stesso serbatoio superiore. A seconda di come esse sono collegate al serbatoio o ai serbatoi inferiori si distinguono due tipi di impianti di pompaggio:

- impianti con stazioni di pompaggio di gronda, nei quali le pompe sono collegate ad un serbatoio inferiore fisicamente distinto da quello in cui scaricano le turbine. In questo caso non si possono avere cicli di pompaggio e le pompe, che possono essere installate nello stesso edificio della centrale di produzione o in un altro, hanno il solo scopo di

sollevare nel serbatoio superiore gli apporti captati dal serbatoio che le alimenta. Il pompaggio effettuato con questi impianti è definito “pompaggio di gronda”;

- impianti nei quali le pompe e le turbine sono collegate allo stesso serbatoio inferiore. Questi impianti sono designati col termine di impianti di pompaggio puro o impianti di pompaggio misto quando, rispettivamente, gli apporti naturali che alimentano il serbatoio superiore siano in media inferiori o superiori al 5% del volume d’acqua mediamente turbinata in un anno. Il pompaggio effettuato con questi impianti è definito “pompaggio volontario”.

Il servizio di riserva e di modulazione con sistemi di accumulo di tipo idroelettrico sta diventando sempre più importante, soprattutto a causa della necessità di integrare in rete l’energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), quali l’eolico e il fotovoltaico che sono variabili per natura.

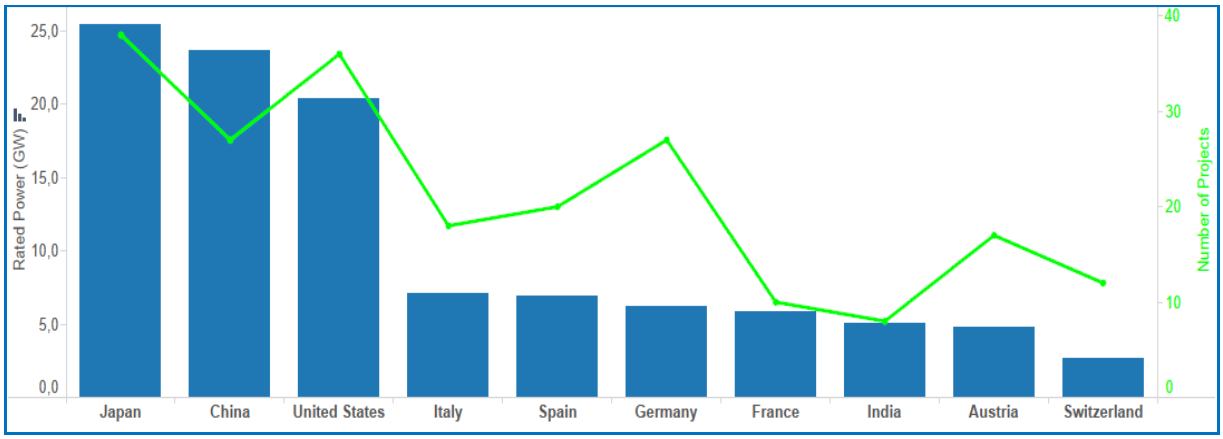


Figura 6.2. Sistemi di accumulo operativi nei primi 10 paesi del mondo [41]

Prestazioni dei sistemi di pompaggio [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Potenza installata [MW]	100 ÷ 5000	La potenza è molto variabile
Energia massica specifica [Wh/kg]	0.5 ÷ 2	
Energia volumica specifica [Wh/l]	0.5 ÷ 2	
Efficienza energetica [%]	75 ÷ 85	
Autoscarica giornaliera [%]	Molto piccola	
Vita attesa [anni]	40 ÷ 60	
Frequenza di lavoro [cicli/giorno]	1	
Temperatura di lavoro [°C]	-25 ÷ 60	
Ausiliari	Sistemi per adduzione acqua, circuiti ausiliari, bacini, ecc.	

Tabella 1.2. Prestazioni dei sistemi di pompaggio

2.4. Sistemi di accumulo elettrochimico

Gli accumulatori elettrochimici si possono suddividere in *pile voltaiche irreversibili* o *pile primarie* e in *pile voltaiche reversibili* o *pile secondarie*. Le prime, come intuibile dal nome, possono subire solamente il processo di scarica, cioè la trasformazione di energia chimica in energia elettrica; le seconde, invece, sono ricaricabili e quindi possono essere sottoposte al processo inverso ossia di trasformazione dell'energia elettrica in energia chimica. Le celle elettrochimiche, cioè le pile elementari, possono essere collegate tra loro per costituire un generatore di tensione e capacità opportuna. La combinazione di più celle elettrochimiche collegate tra loro in serie e/o parallelo costituiscono un insieme chiamato *batteria di accumulatori* o semplicemente *batteria*.

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. Ogni reazione di ossidoriduzione spontanea può costituire una sorgente di energia elettrica da cui si può ricavare una corrente elettrica ad un potenziale che dipende dalle specie tra cui avviene la reazione. Nelle pile secondarie, applicando un campo elettrico dall'esterno, si può invertire il percorso degli elettroni e il verso della reazione, riportando il sistema nello stato iniziale e trasformando l'energia elettrica in energia chimica. Il sistema che permette la conversione reversibile di energia chimica in energia elettrica prende il nome di *accumulatore elettrochimico*.

Gli accumulatori si possono classificare in base al materiale impiegato per realizzare gli elettrodi, al tipo di elettrolita e alle caratteristiche costruttive. Dunque si distinguono:

- gli accumulatori con elettrolita acquoso: accumulatori al piombo/acido, al nichel/cadmio e al nichel/metal idruro;
- le batterie litio/ioni;
- le batterie ad alta temperatura: accumulatori al sodio/zolfo e al sodio/cloruro di nichel;
- le batterie a circolazione di elettrolita.

Prima di analizzare il principio di funzionamento delle principali tipologie di accumulatori si prendono in esame le caratteristiche tecniche generali delle batterie.

2.4.1. Parametri caratteristici delle batterie

- ***Tensione nominale*:** valore nominale della d.d.p. di un elemento moltiplicato per il numero degli elementi della batteria posti in serie.
- ***Capacità:*** rappresenta la quantità di carica elettrica erogabile dall'accumulatore e viene espressa in [Ah]. La capacità erogabile è la quantità di carica elettrica che la batteria mette in gioco fino alla sua completa scarica che si verifica quando la tensione ai capi dell'accumulatore raggiunge il valore di cut off (circa i 2/3 della tensione di piena carica). Se la capacità della batteria viene moltiplicata per la tensione nominale si ricava l'energia erogabile dalla stessa ed è misurata in [Wh]. Al fine di permettere un confronto tra batterie aventi la stessa tensione nominale, ma capacità diverse, si definisce capacità nominale come la capacità di erogare corrente per un certo intervallo di tempo: l'indice C indica l'intensità di corrente che la batteria eroga per scaricarsi in 1 ora, mentre gli indici C_5 e C_{10} indicano la corrente per scariche rispettivamente di 5 ore e di 10 ore. La capacità specifica indica la capacità dell'accumulatore per unità di massa [Ah/kg]. La capacità della batteria è fortemente variabile con la temperatura.
- ***Densità di energia ed energia specifica*:** la densità di energia indica l'energia erogabile dalla batteria per unità di volume [Wh/m^3], mentre l'energia specifica è l'energia erogabile per unità di massa [Wh/kg]. Questi parametri forniscono una indicazione della concentrazione energetica della batteria in volume e in massa.
- ***Densità di potenza e potenza specifica*:** la densità di potenza è il rapporto tra la potenza erogabile dalla batteria in modo continuativo e il suo volume [W/m^3], mentre la potenza specifica è data dal rapporto tra la potenza erogabile dalla batteria e la sua massa [W/kg].
- ***Potenza*:** la potenza nominale continua è la massima potenza erogabile dalla batteria per una scarica prolungata senza oltrepassare i limiti massimi ammessi di temperatura nel funzionamento continuo. La potenza nominale istantanea è la massima potenza erogabile dalla batteria per una scarica limitata nel tempo senza oltrepassare i limiti massimi ammessi di temperatura nel funzionamento intermittente. La potenza in

scarica può essere diversa da quella in carica. Convenzionalmente la misura della potenza è riferita per una scarica massima fino a DOD dell'80%.

- ***Profondità di scarica (Depth Of Discharge - DOD)*:** è il rapporto tra la quantità di carica erogata e la capacità nominale dell'accumulatore. Di solito viene espressa in forma percentuale e quindi si determina come qui sotto riportato:

$$DOD = \frac{\int_0^{T_s} i_s(t)dt}{C_0} \cdot 100$$

con C_0 la capacità nominale della batteria, T_s e i_s sono rispettivamente il tempo e la corrente di scarica. Nei calcoli di solito si suppone la corrente di scarica costante.

- ***Stato di carica (State Of Charge - SOC)*:** è il rapporto tra la quantità di carica rimanente nell'accumulatore e la sua capacità nominale. Di solito viene espressa in forma percentuale.

$$SOC = \frac{C_0 - \int_0^{T_s} i_s(t)dt}{C_0} \cdot 100 = \left(1 - \frac{\int_0^{T_s} i_s(t)dt}{C_0}\right) \cdot 100$$

$$SOC = 100 - DOD$$

- **Rendimento in corrente:** è dato dal rapporto tra la quantità di carica erogata durante una scarica e la quantità di carica iniettata nella carica successiva tale da ripristinare lo stesso valore di SOC precedente.

$$\eta_i = \frac{\int_0^{T_s} i_s(t)dt}{\int_0^{T_C} i_C(t)dt}$$

- **Rendimento in tensione:** è dato dal rapporto tra la tensione media durante una scarica e la tensione media durante la fase di carica successiva tale da ripristinare lo stesso valore di SOC precedente.

$$\eta_v = \frac{\frac{1}{T_S}\int_0^{T_s} v_s(t)dt}{\frac{1}{T_C}\int_0^{T_C} v_C(t)dt}$$

- **Rendimento energetico:** È dato dal rapporto tra l'energia erogata durante una scarica e l'energia iniettata durante la fase di carica successiva tale da ripristinare lo stesso valore di SOC precedente.

$$\eta_w = \frac{\int_0^{T_s} v_s(t)i_S(t)dt}{\int_0^{T_C} v_C(t)i_C(t)dt}$$

- **Cicli di vita attesi:** 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 certo limite minimo (tipicamente prima che la sua capacità si riduca del 20%). Il valore cambia a seconda del valore di DOD scelto, del regime e della temperatura di lavoro; tipicamente si prende come valore di riferimento il numero di cicli a 25°C con DOD dell'80%.

2.4.2. Accumulatori al piombo/acido

La cella elementare di un accumulatore al piombo è costituita da un elettrodo negativo di piombo metallico, da un elettrodo positivo di biossido di piombo e da un elettrolita che è una soluzione acquosa di acido solforico ad elevata conducibilità ionica.

Durante la scarica, al polo negativo il piombo si ossida cedendo elettroni e forma solfato di piombo ($PbSO_4$) per reazione con gli anioni solfato ($SO4^{--}$) 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. Durante la scarica, diminuendo la concentrazione di acido nell'elettrolita, c'è una variazione della densità che può essere utilizzata come indice dello stato di carica. Durante la carica, le reazioni procedono in senso opposto, i materiali attivi Pb e 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. Altro fenomeno indesiderato è l'autoscarica che è dovuta a reazioni parassite che consumano lentamente le cariche presenti e quindi possono portare alla scarica completa della batteria.

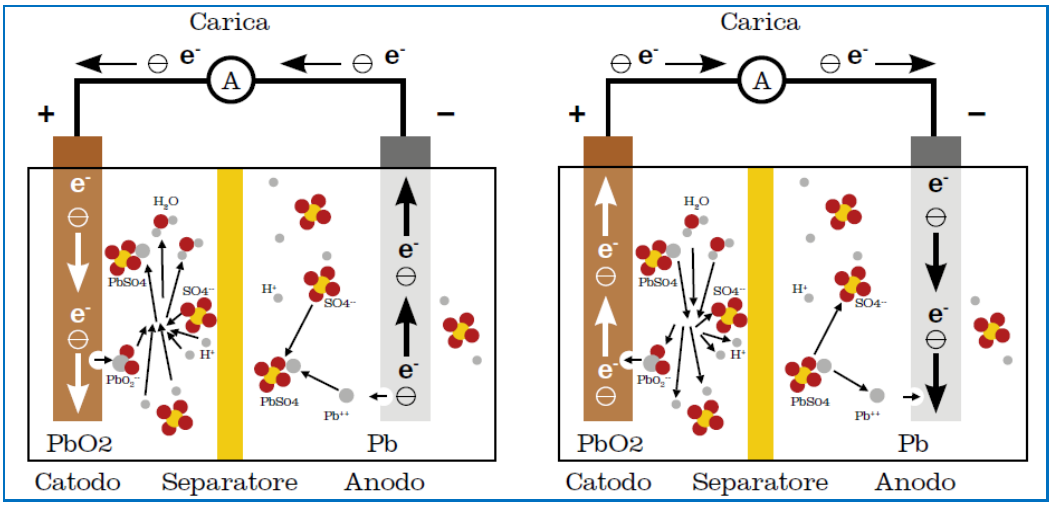


Figura 7.2. Cella elettrochimica Pb-acido: funzionamento in carica e in scarica [9]

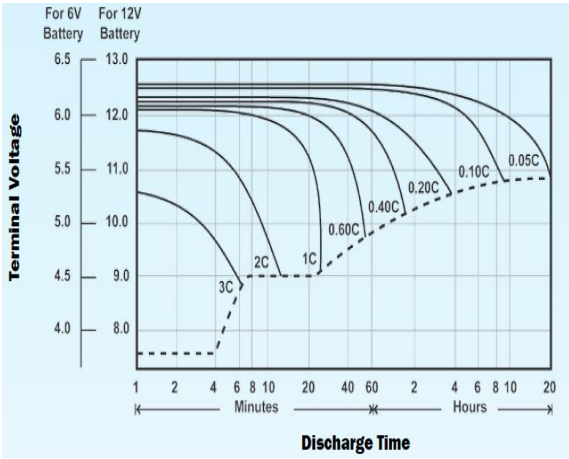
Le batterie al Piombo-Acido possono essere suddivise in due categorie principali: gli *accumulatori aperti* o *VLA* (Vented Lead Acid) e gli *accumulatori ermetici* o *VRLA* (Valve Regulated Lead Acid). Gli accumulatori VLA sono i più diffusi e sono caratterizzati dalla presenza di una apertura che permette la fuoriuscita dell'idrogeno e dell'ossigeno prodotti durante le reazioni parassite. Questi accumulatori trovano largo impiego in applicazioni stazionarie e nella trazione.

Gli accumulatori regolati con valvola VRLA sono anche detti a ricombinazione di gas o ermetici. In questi accumulatori, l'idrogeno prodotto viene convogliato verso la piastra positiva dove si ricombina con l'ossigeno ricostituendo acqua.

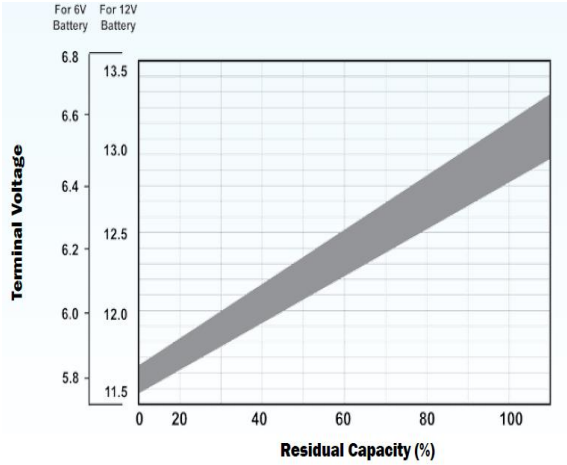
Le tecnologie delle batterie al Pb-acido sono essenzialmente due: quella *AGM* (Absorbed Glass Material), in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto microporoso tipo fibra di vetro, e quella *GEL* in cui l'elettrolita è assorbito in un supporto tipo gel.

Gli accumulatori ermetici hanno dei vantaggi rispetto gli accumulatori aperti, quali la minore manutenzione, il minore ingombro e l'emissione limitata di idrogeno. I principali limiti sono la minor durata di vita, il maggior riscaldamento, la maggior sensibilità al sovraccarico e un range di tensione limitato.

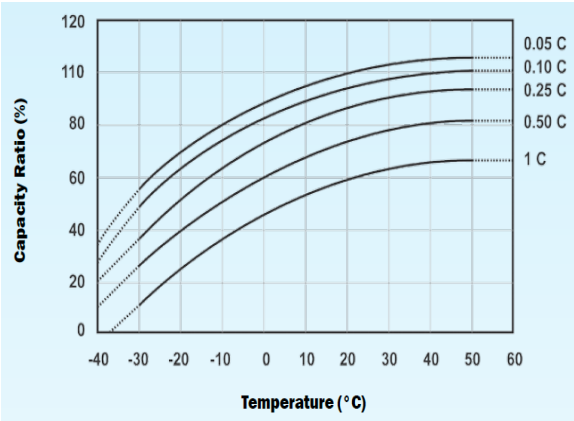
Curve caratteristiche delle batterie al piombo - acido



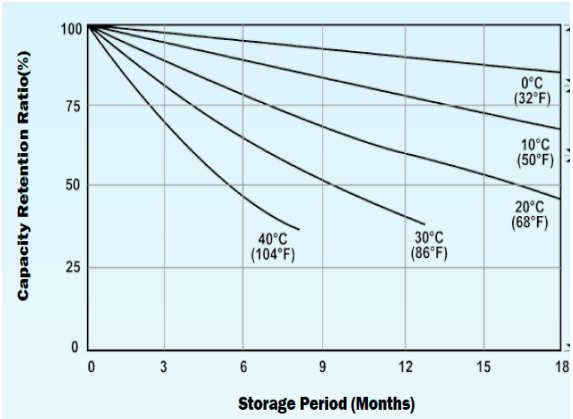
Tensione della batteria in funzione della corrente di scarica per batterie da 6V e 12V [36]



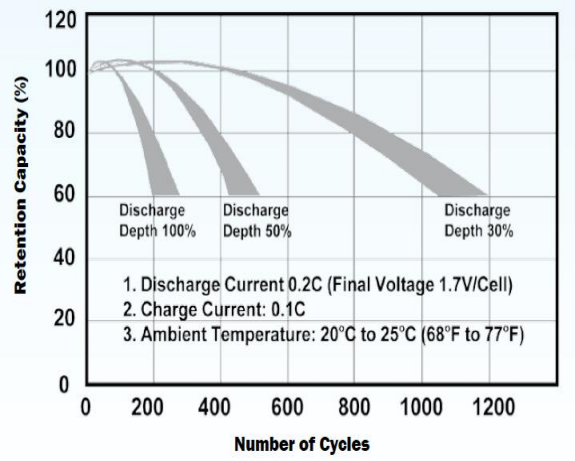
Tensione della batteria in funzione dello SOC per batterie da 6V e 12 V [36]



Capacità della batteria in funzione della temperatura ambiente e della corrente di scarica [36]



Autoscarica della batteria in funzione del tempo di inattività e della temperatura ambiente [36]



Capacità della batteria in funzione del numero di cicli di carica/scarica e della DOD [36]

Figura 8.2. Curve caratteristiche delle batterie Pb-acido

Prestazioni delle batterie al piombo – acido [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Tensione nominale della cella [V]	2	
Capacità disponibile [Ah]	1÷10000	
Potenza specifica [W/kg]	20 ÷ 40 70 ÷ 80	Accumulatori VLA Accumulatori VRLA
Energia specifica [Wh/kg]	15 ÷ 25 20 ÷ 40	Accumulatori VLA Accumulatori VRLA
Efficienza energetica [%]	70 ÷ 85	
Efficienza amperometrica [%]	80	Le reazioni parassite influiscono sul rapporto tra le quantità di carica tra il processo di carica e quello di scarica
Autoscarica giornaliera [%]	0.1 ÷ 0.3	
Vita attesa [anni]	5 ÷ 15	
Numero di cicli per un DOD 80%	500 ÷ 1000	
Temperatura di lavoro [°C]	-20 ÷ 60	A batteria scarica la temperatura deve essere maggiore di 0°C per la presenza di acqua
Ausiliari	Ventilazione ausiliaria per i gas	

Tabella 2.2. Prestazioni delle batterie Pb-acido

2.4.3. Batteria agli ioni di Litio

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, mentre l'anodo è generalmente costituito da grafite allo stato litiato. L'elettrolita è composto tipicamente da sali di litio disciolti in una miscela di solventi organici e la membrana separatrice è costituita normalmente da polietilene o polipropilene. 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, 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.

Il primo ciclo di carica è importante per le prestazioni delle batterie, poiché influenza il numero di cicli attesi, la capacità e la sicurezza.

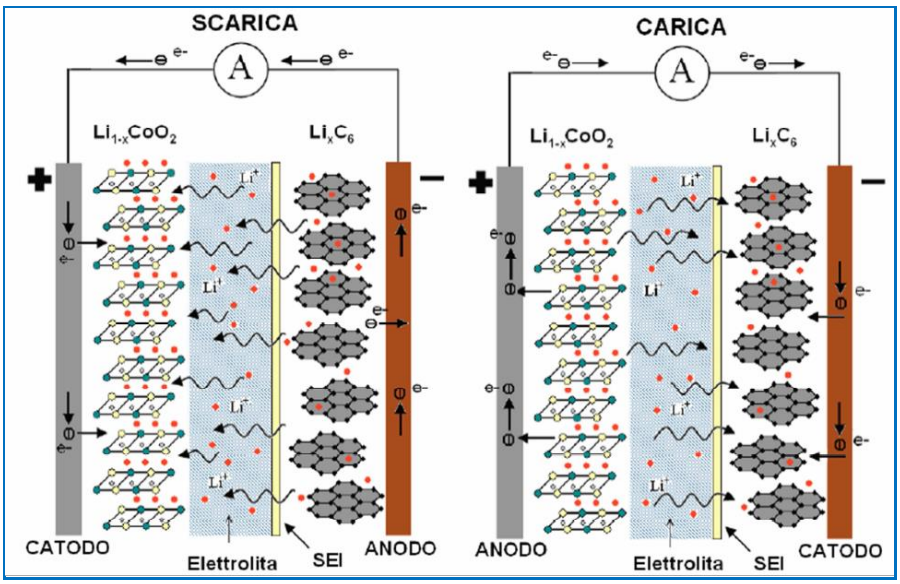
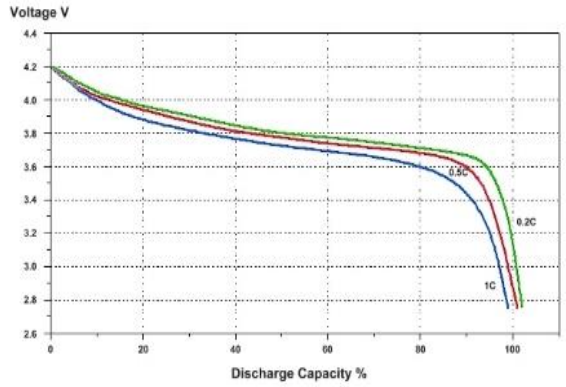


Figura 9.2. Carica e scarica in una cella elettrochimica Li/ion [9]

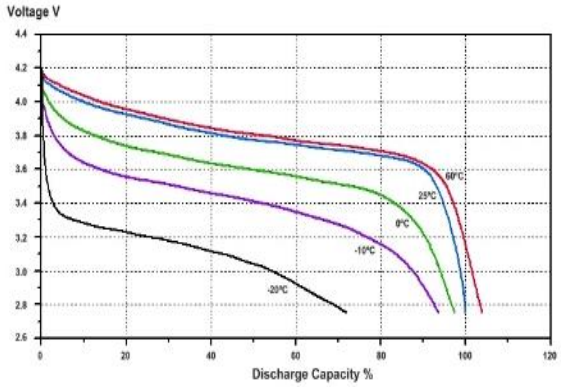
Le celle litio/ioni presentano una struttura costituita da strati sovrapposti tra loro, che permette la semplificazione del processo produttivo. I materiali elettrodici vengono diffusi su un

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.

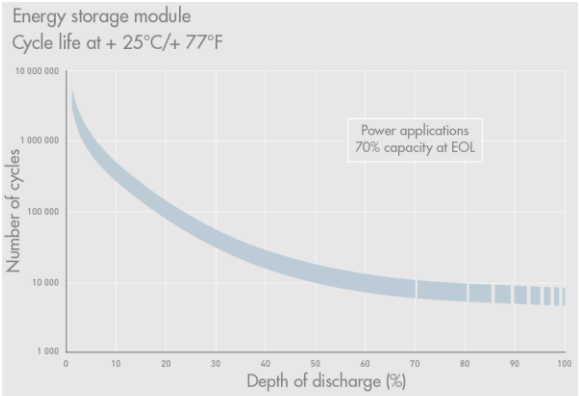
Curve caratteristiche delle batterie Li-ion



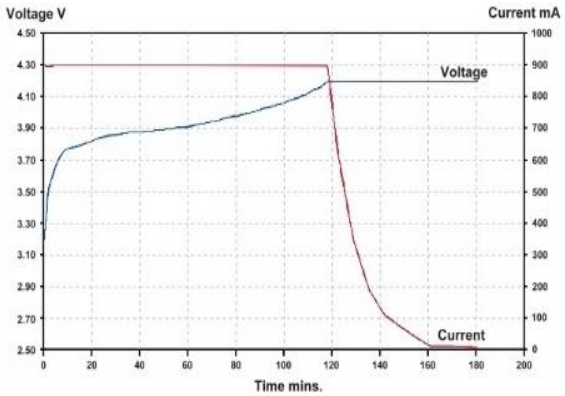
Tensione della cella in funzione del SOC e della corrente di scarica [44]



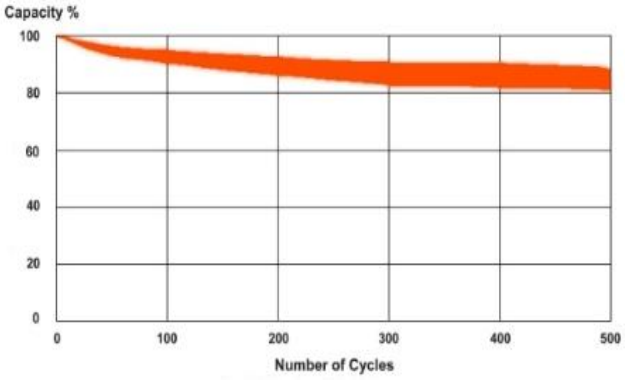
Tensione della cella in funzione del SOC e temperatura ambiente [44]



Numero di cicli in funzione della DOD [38]



Curve di carica [44]



Degrado della capacità in funzione del numero di cicli [44]

Figura 10.2. Curve caratteristiche delle batterie Li-ion

Prestazioni delle batterie Li-ion [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Capacità disponibile [Ah]	0.1÷10000	
Potenza specifica [W/kg]	200 ÷ 1000	I valori dipendono dalla tecnologia costruttiva
Energia specifica [Wh/kg]	40 ÷ 200	I valori dipendono dalla tecnologia costruttiva
Efficienza energetica [%]	80 ÷ 95	
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica giornaliera [%]	0.1 ÷ 0.3	
Vita attesa [anni]	5 ÷ 15	
Numero di cicli per un DOD 80%	1000 ÷ 100000	
Temperatura di lavoro [°C]	-30 ÷ 60	
Ausiliari	Sistema di bilanciamento BMS	

Tabella 3.2. Prestazioni delle batterie Li-ion

2.4.4. Batteria Nichel/Cadmio

Le batterie nichel/cadmio sono costituite da coppie di elettrodi isolati elettricamente con un separatore e immerse in un elettrolita di tipo alcalino. L'elettrodo positivo è realizzato in ossido idrato di nichel, mentre quello negativo in cadmio. L'elettrolita è costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa che 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 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. Nella carica le due reazioni avvengono nel verso opposto. Durante la scarica e la carica, la concentrazione dell'elettrolita resta praticamente costante (non viene consumato) e quindi tale grandezza non può essere usata quale indice dello stato di carica della batteria.

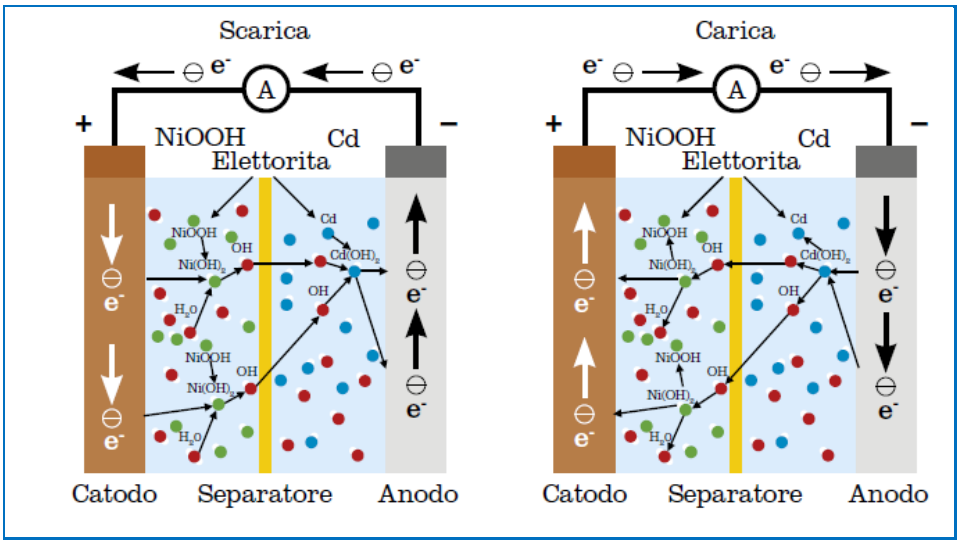


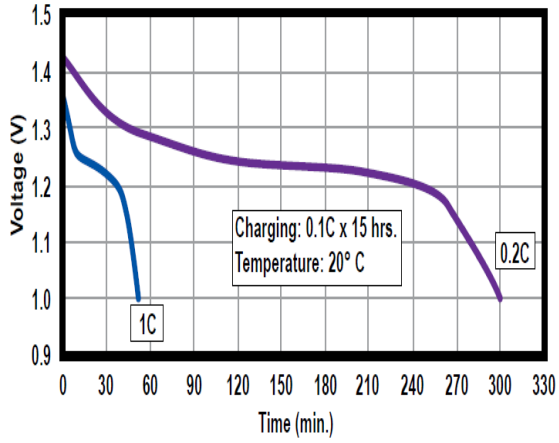
Figura 11.2. Carica e scarica di un cella Ni/Cd [9]

Gli accumulatori nichel/cadmio sono disponibili con struttura cilindrica o prismatica, di tipo aperto o ermetico, con tecnologie costruttive degli elettrodi molto varie. Le batterie Ni/Cd sono rivestite in polipropilene e dotate di una valvola di sfogo per i gas che si possono produrre durante la ricarica. Gli elettrodi sono isolati tra loro da un separatore, costituito generalmente da nylon, che permette la circolazione dell'elettrolita. All'elettrodo negativo (anodo) si può formare idrogeno durante la carica, mentre all'elettrodo positivo (catodo) si può formare ossigeno. Questo viene invece rilasciato all'esterno nel caso di batterie di tipo aperto, mentre viene diffuso e ricombinato all'elettrodo negativo nel caso di celle di tipo ermetico.

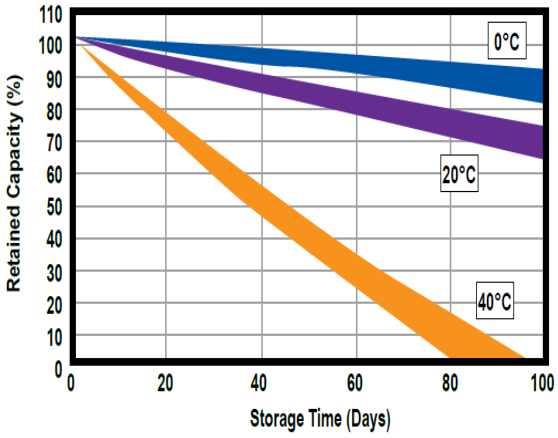
Queste reazioni comportano una perdita di carica e di energia e la necessità di periodici rabbocchi con acqua per accumulatori non ermetici. Un'altra reazione parassita è quella di

autoscarica, nel corso della quale l'ossigeno sviluppato all'elettrodo positivo riduce il cadmio nel suo idrossido, analogamente a quanto avviene durante la reazione principale di scarica.

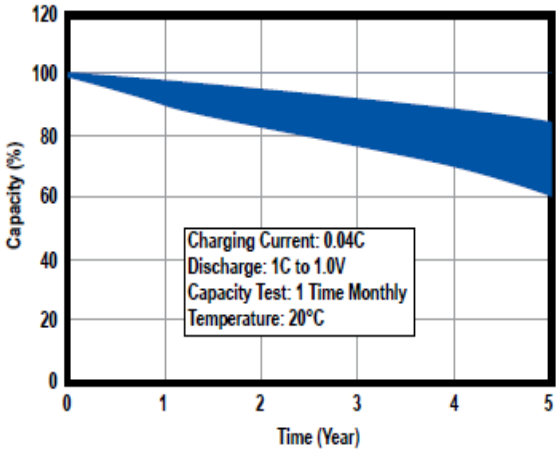
Curve caratteristiche delle batterie Ni/Cd



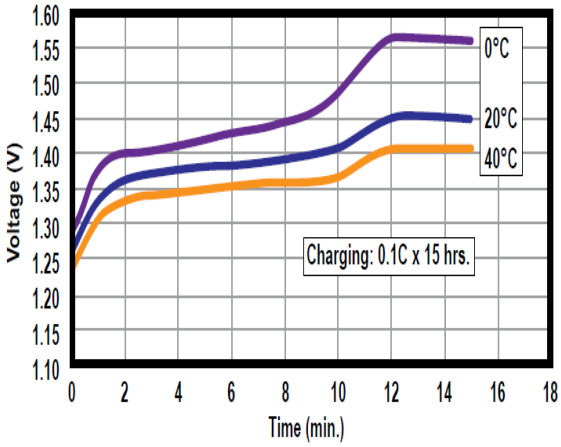
Tensione della cella in funzione del tempo e della corrente di scarica [35]



Autoscarica della batteria in funzione del tempo di inattività e della temperatura ambiente [35]



Capacità attesa della batteria per date condizioni di funzionamento [35]



Tensione della cella durante la carica in funzione della temperatura [35]

Figura 12.2. Curve caratteristiche delle batterie Ni/Cd

Prestazioni delle batterie Ni/Cd [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Tensione nominale di cella [V]	1,25	
Capacità disponibile [Ah]	8 ÷ 1500	
Potenza specifica [W/kg]	150 ÷ 300	I valori dipendono dalla tecnologia costruttiva
Energia specifica [Wh/kg]	50 ÷ 75	I valori dipendono dalla tecnologia costruttiva
Efficienza energetica [%]	60 ÷ 70	
Efficienza amperometrica [%]	70 ÷ 80	È influenzata dalle reazioni parassite soprattutto dal tipo di carica
Autoscarica giornaliera [%]	0.2 ÷ 0.6	
Vita attesa [anni]	10 ÷ 20	
Numero di cicli per un DOD 80%	2000 ÷ 2500	
Temperatura di lavoro [°C]	-50 ÷ 60	
Ausiliari	Sistema di ventilazione	

Tabella 4.2. Prestazioni delle batterie Ni/Cd

2.4.5. Batteria Sodio/Zolfo

La batteria sodio/zolfo appartiene alla famiglia delle batterie ad alta temperatura, 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 che svolge le funzioni di elettrolita. Il catodo è costituito da zolfo liquido, l'anodo è realizzato con sodio allo stato liquido e il separatore ceramico è costituito dalla β-allumina.

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 dei composti di sodio – zolfo. La scarica deve essere interrotta prima della formazione di bisolfito Na_2S_2 che è solido e che si separerebbe irreversibilmente dal liquido restando inattivo. Durante la carica le reazioni procedono in senso inverso.

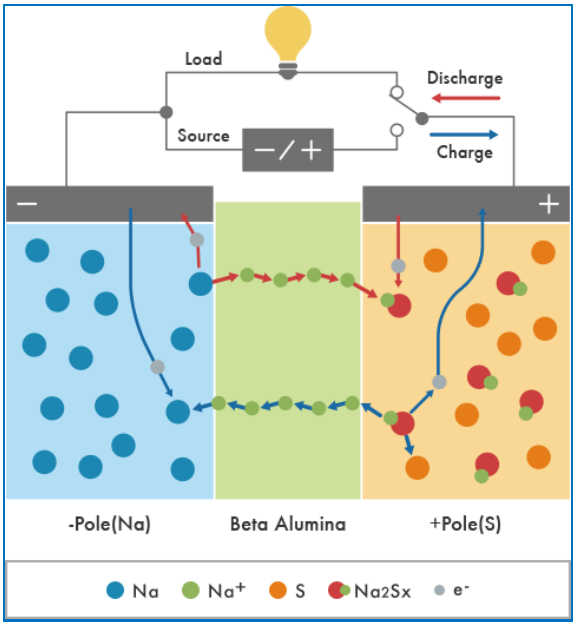


Figura 13.2. Carica e scarica di un cella Sodio/Zolfo [45]

La batteria sodio/zolfo ha caratteristiche costruttive molto diverse da quelle dei tradizionali accumulatori. Infatti i due elettrodi sono allo stato fuso e sono divisi dal separatore ceramico che permette il passaggio ionico e svolge le funzioni dell'elettrolita. Il passaggio ionico avviene solo per temperature prossime ai 300°C e quindi, vista anche la necessità di mantenere i due elettrodi allo stato fuso, è indispensabile mantenere la cella ad alta temperatura durante il funzionamento.

Il separatore ceramico è un componente critico, perché una sua rottura potrebbe mettere in contatto lo zolfo con il sodio da cui si innescherebbe una reazione fortemente esotermica con innalzamento della temperatura e conseguenti sovrappressioni che potrebbero originare incendi.

Le celle vengono posizionate all'interno di un contenitore termicamente isolato per ridurre le dispersioni termiche. Durante la scarica, le perdite per effetto Joule e le reazioni esotermiche determinano un aumento della temperatura interna, mentre durante la carica la reazione endotermica determina un graduale raffreddamento. La batteria è dotata di un sistema di riscaldamento interno che deve attivarsi quando la temperatura scende sotto un certo limite.

Prestazioni delle batterie Sodio/Zolfo [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Tensione nominale di cella [V]	2,076	
Capacità disponibile [Ah]	628	
Potenza specifica [W/kg]	150 ÷ 230	
Energia specifica [Wh/kg]	150 ÷ 240	
Efficienza energetica [%]	90	
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica giornaliera [%]	15	Alimentazione del sistema di riscaldamento
Vita attesa [anni]	10 ÷ 15	
Numero di cicli per un DOD 80%	2500	
Temperatura di lavoro [°C]	290 ÷ 360	Il modulo completo è insensibile alla temperatura ambiente esterna essendo termicamente isolato
Ausiliari	Sistema di riscaldamento, Battery Management System	

Tabella 5.2. Prestazioni delle batterie NaS

2.4.6. Batteria Sodio/Cloruri metallici

La batteria Sodio/Cloruri metallici è meglio conosciuta come Batteria ZEBRA (*Zero Emission Battery Research Activity*). Essa fa parte delle batterie ad alta temperatura in cui i due elettrodi sono allo stato fuso e isolati tra loro da un separatore ceramico che ha la doppia funzione di permettere il passaggio ionico e di elettrolita. Il catodo è formato da un cloruro di un metallo di transizione (nichel o ferro) allo stato liquido, l'anodo è costituito da sodio allo stato fuso e il separatore ceramico è realizzato in β-allumina.

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 catodo, 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.

Il separatore ceramico costituito da β-allumina permette il passaggio ionico solo per temperature prossime ai 300°C e per questo la cella opera ad alta temperatura con elettrodi fusi.

La struttura più utilizzata per la realizzazione della cella è quella a bicchiere: il separatore, modellato in forma di bicchiere, contiene l'elettrodo positivo ed è immerso nell'elettrodo negativo.

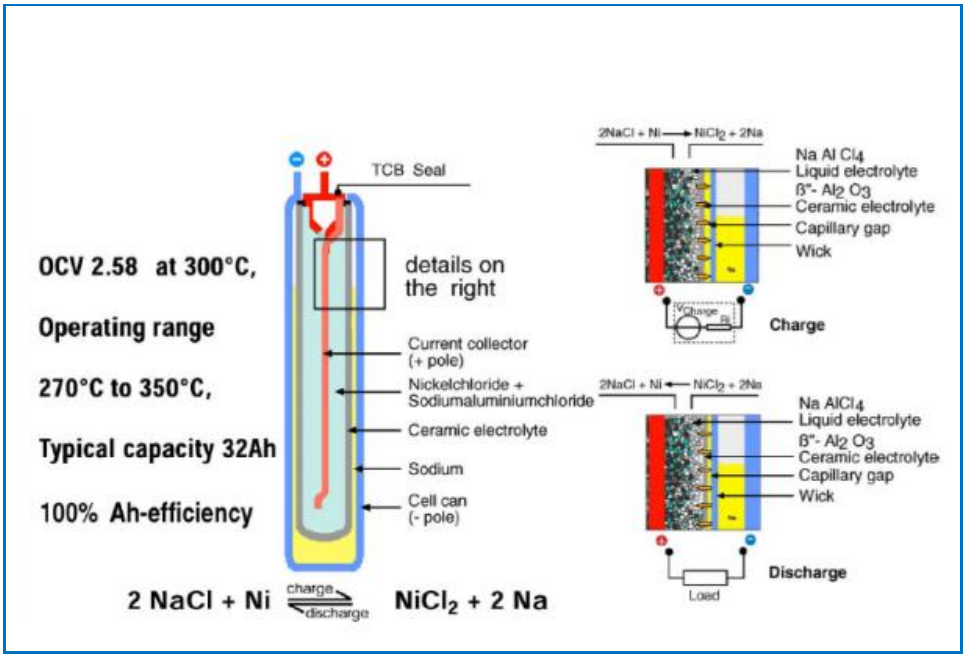


Figura 14.2. Struttura, carica e scarica di una batteria sodio/cloruri metallici [46]

Rispetto alle batterie ad alta temperatura NaS, le batterie ZEBRA sono meno pericolose nel caso di rottura del separatore ceramico. Se infatti si verifica la frattura del separatore si ha una reazione che forma prodotti solidi e non corrosivi con una bassa pressione di vapore anche ad

elevate temperature. Tra i prodotti di reazione solidi vi è l'alluminio, che cortocircuita automaticamente la cella e permette alla batteria di continuare a funzionare con una riduzione della tensione ai morsetti.

L'insieme delle celle di una batteria è contenuta in un contenitore termicamente isolato al fine di ridurre la dispersione termica. Durante la 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 a raffreddarsi e quindi deve essere dotata di un sistema di riscaldamento che si attiva quando la temperatura scende sotto un certo limite.

Prestazioni delle batterie sodio/cloruri metallici [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Tensione nominale di cella [V]	2,58	
Capacità delle celle [Ah]	32	
Potenza specifica [W/kg]	~150	
Energia specifica [Wh/kg]	~120	
Efficienza energetica [%]	90	
Efficienza amperometrica [%]	100	
Autoscarica giornaliera [%]	15	Alimentazione del sistema di riscaldamento
Vita attesa [anni]	10 ÷ 15	
Numero di cicli per un DOD 80%	>2500	
Temperatura di lavoro [°C]	290 ÷ 360	Il modulo è insensibile alla temperatura ambiente esterna essendo termicamente isolato
Ausiliari	Sistema di riscaldamento, Battery Management System	

Tabella 6.2. Prestazioni delle batterie sodio/cloruri metallici ZEBRA

2.4.7. Batteria Nichel/Idruri metallici

L'elettrodo positivo è costituito da ossido idrato di nichel, mentre l'elettrodo negativo è realizzato in composti capaci di assorbire ed accumulare in modo reversibile idrogeno con formazione di idruri (MH). L'elettrolita è di tipo alcalino ed è costituito da idrossido di potassio in soluzione acquosa. L'elettrolita contenuto in questi accumulatori permette il trasferimento degli ioni durante i processi di carica e di 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 (NiOOH) viene ridotto in idrossido di nichel ($Ni(OH)_2$) 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.

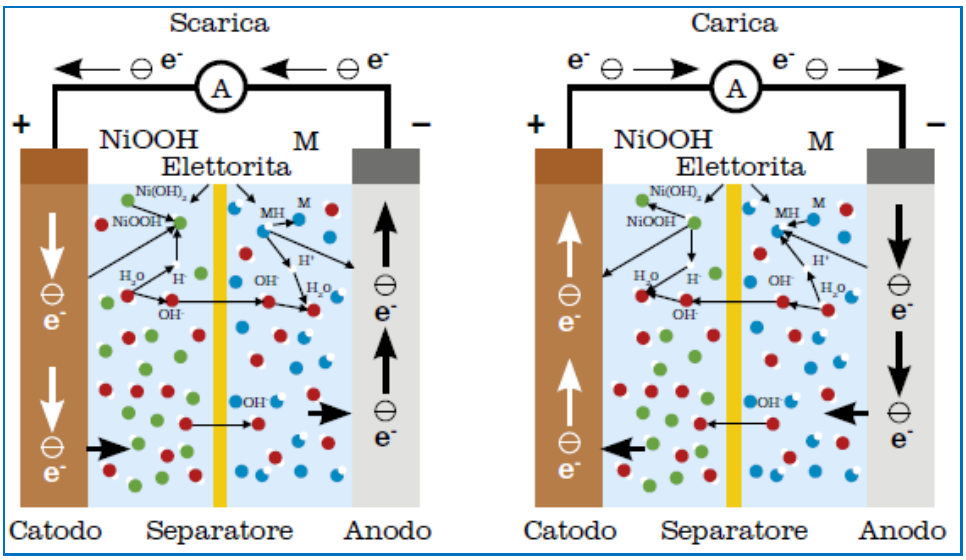


Figura 15.2. Carica e scarica di un cella NiMH [9]

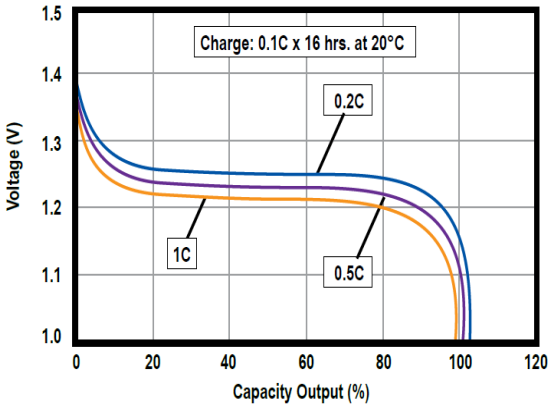
Le batterie nichel/idruri metallici hanno un contenitore rivestito di polipropilene con una valvola di sfogo per rilasciare i gas in eccesso prodotti durante la carica. Gli elettrodi positivi e negativi sono isolati tra loro da un separatore, generalmente realizzato con composti di fibre di propilene, che garantisce la permeabilità all'elettrolita.

Il fenomeno di autoscarica della batteria è determinato dai continui moti degli ioni dell'elettrolita, che si verificano anche in condizioni di non utilizzo.

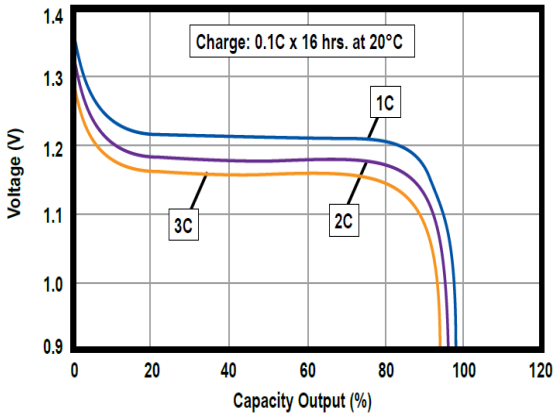
Questa tecnologia di accumulatore soffre dell'effetto memoria. Quando la cella viene continuamente caricata e scaricata senza mai raggiungere la scarica completa, la tensione di cella

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.

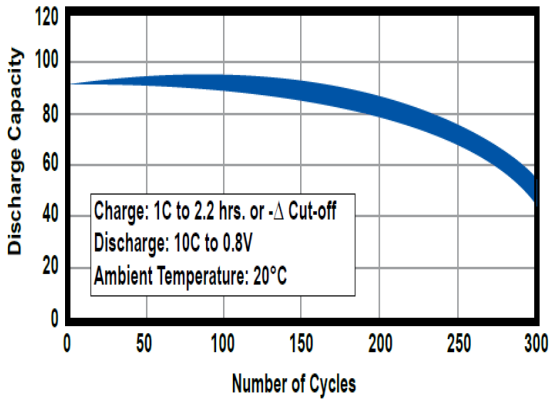
Curve caratteristiche delle batterie NiMH



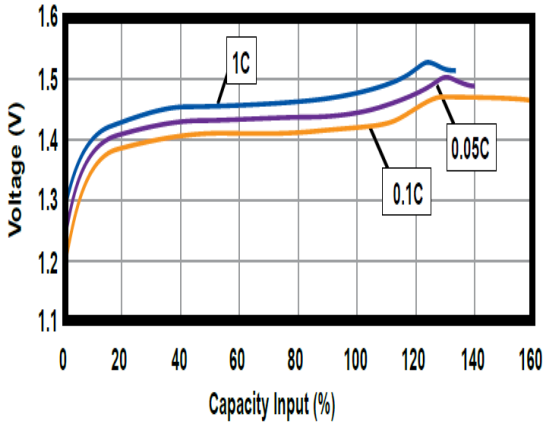
Tensione/capacità della cella in funzione della corrente di scarica [37]



Tensione/capacità della cella in funzione della corrente di scarica [37]



Degrado della capacità della batteria in funzione del numero di cicli [37]



Tensione della cella durante la carica [37]

Figura 16.2. Curve caratteristiche delle batterie NiMH

Prestazioni delle batterie NiMH [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Tensione nominale di cella [V]	1,25	
Capacità disponibile [Ah]	0,1 ÷ 200	
Potenza specifica [W/kg]	200 ÷ 1200	
Energia specifica [Wh/kg]	40 ÷ 100	
Efficienza energetica [%]	65	
Efficienza amperometrica [%]	70 ÷ 80	
Autoscarica giornaliera [%]	1 ÷ 2	
Vita attesa [anni]	10 ÷ 15	
Numero di cicli per un DOD 80%	500	
Temperatura di lavoro [°C]	-20 ÷ 60	
Ausiliari	Regolatore di carica	

Tabella 7.2. Prestazioni delle batterie NiMH

2.4.8. Batteria Redox a circolazione di elettrolita al Vanadio (VRB)

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 ossidoriduzione in cui sia i reagenti sia i prodotti di reazione, in forma ionica, sono completamente disciolti in soluzione acquosa. Nella batteria VRB, la coppia Redox è costituita da vanadio in differenti stati di ossidazione disciolti in una soluzione di acido solforico.

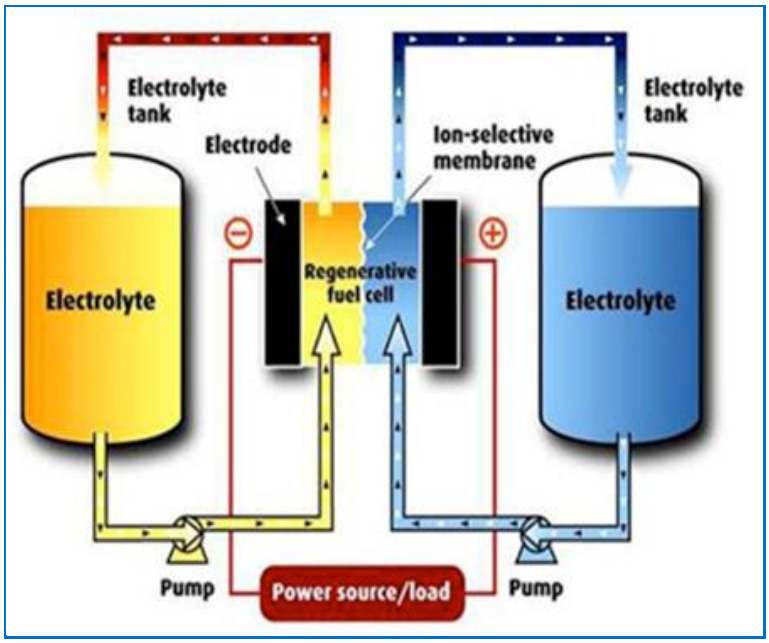


Figura 17.2. Carica e scarica di un cella redox VRB [47]

La batteria a flusso di elettrolita è 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. Lo *stack* è costituito da un certo numero di celle elementari collegate in serie. La batteria è integrata in un impianto che comprende un sistema di controllo e un sistema di raffreddamento.

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 istante per istante prende parte alla reazione (compatibilmente con la velocità della reazione) dalla superficie della membrana e dalla portata delle pompe. La capacità di accumulo è legata alla quantità di elettrolita totale e perciò alla capienza dei serbatoi. A parità di potenza installata, è possibile aumentare la capacità della batteria aumentando le dimensioni dei serbatoi. La batteria, avendo dei tempi di risposta molto rapidi, può essere utilizzata per applicazioni che richiedono prestazioni in potenza.

La temperatura influenza significativamente il comportamento della batteria e quindi deve essere controllata per non degradare le sue prestazioni. L'intervallo di temperatura di lavoro deve

essere compreso tra i 0 e i 40°C. Infatti, alle basse temperature la densità del fluido aumenta a tal punto da rendere difficoltosa la sua circolazione, mentre con le alte temperature si può determinare la precipitazione dei sali di vanadio dell'elettrolita che possono ostruire il circuito idraulico e le pompe di circolazione.

La durata di vita della batteria è teoricamente illimitata visto che gli elettrodi non partecipano in modo diretto alle reazioni di cella. Le varie parti del sistema possono essere sostituite nel corso della vita della batteria, per cui è possibile raggiungere valori di vita attesa molto elevati.

Prestazioni delle batterie a circolazione di elettrolita al vanadio (VRB) [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Tensione nominale di cella [V]	1,25	
Capacità disponibile [Ah]	--	La capacità della batteria dipende dalla capienza dei serbatoi contenenti l'elettrolita
Potenza specifica [W/kg]	100	
Energia specifica [Wh/kg]	10 ÷ 30	
Efficienza energetica [%]	60 ÷ 85	
Efficienza amperometrica [%]	80 ÷ 90	
Autoscarica giornaliera [%]	piccola	
Vita attesa [anni]	5 ÷ 10	
Numero di cicli per un DOD 80%	>12000	
Temperatura di lavoro [°C]	0 ÷ 40	
Ausiliari	Pompe circolazione e serbatoio di contenimento dell'elettrolita, sistema di controllo e monitoraggio	

Tabella 8.2. Prestazioni delle batterie redox VRB

2.5. Sistemi CAES (Compressed Air Energy Storage)

I sistemi CAES (*Compressed Air Energy Storage*) permettono di accumulare grandi quantità di energia con un costo specifico d'investimento relativamente basso e, analogamente ai sistemi di pompaggio, sono in grado di erogare energia per alcune ore in quantità simili a quelle degli impianti di produzione di energia elettrica.

In un impianto CAES, l'aria viene compressa da un compressore azionato da un motore elettrico alimentato dalla rete durante le ore di basso carico e immagazzinata in un serbatoio naturale (serbatoio geologico) oppure artificiale. Nelle ore di punta, l'aria compressa accumulata, preventivamente riscaldata con la combustione di gas naturale, viene fatta espandere in una turbina a gas che aziona un generatore elettrico la cui energia prodotta viene immessa in rete.

Lo sviluppo dei sistemi CAES va inquadrato all'interno della crescente penetrazione della generazione da fonti rinnovabili non programmabili, in particolare quella eolica, poiché questi sistemi possono contribuire al livellamento della producibilità di energia e, conseguentemente, a migliorare la gestione della rete elettrica. Inoltre, il time shift energetico dei sistemi CAES permette di ottimizzare economicamente la produzione dell'energia elettrica.

Nei paragrafi seguenti si analizzano brevemente i sistemi CAES che si sono sviluppati in questi anni.

<u>CAES convenzionale</u>

Il CAES convenzionale è una configurazione di impianto che comprende una serie compressori con stadi di refrigerazione azionati da uno o più motori, una caverna/serbatoio di accumulo, una camera di combustione dove l'aria accumulata è utilizzata come comburente del gas naturale, un espansore e un generatore. Per migliorare la prestazione energetica, l'aria compressa viene preriscaldata in uno scambiatore/recuperatore dai gas di scarico della turbina prima di entrare nella camera di combustione (CAES di seconda generazione – vedi Figura 18.2). L'espansione può essere composta da sezioni di alta e di bassa pressione tra le quali è posta una seconda camera di combustione (post combustore – vedi Figura 19.2).

<u>CAES adiabatico</u>

Il calore generato nella compressione dell'aria viene accumulato e riutilizzato per preriscaldare l'aria nella fase di generazione. Questo consente di ridurre o addirittura eliminare completamente l'impiego di combustibili. L'aria raffreddata è accumulata in un serbatoio geologico o artificiale, analogamente ai casi precedenti (vedi Figura 20.2).

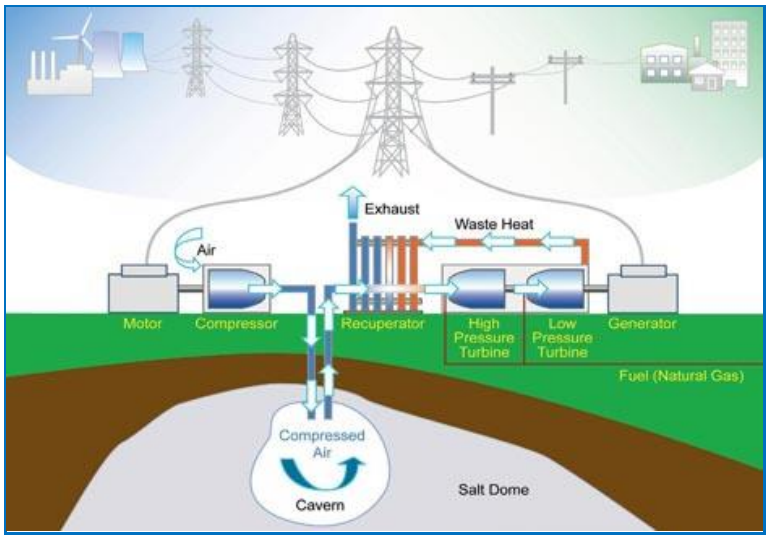


Figura 18.2. CAES convenzionale con recuperatore del calore dei gas di scarico [1]

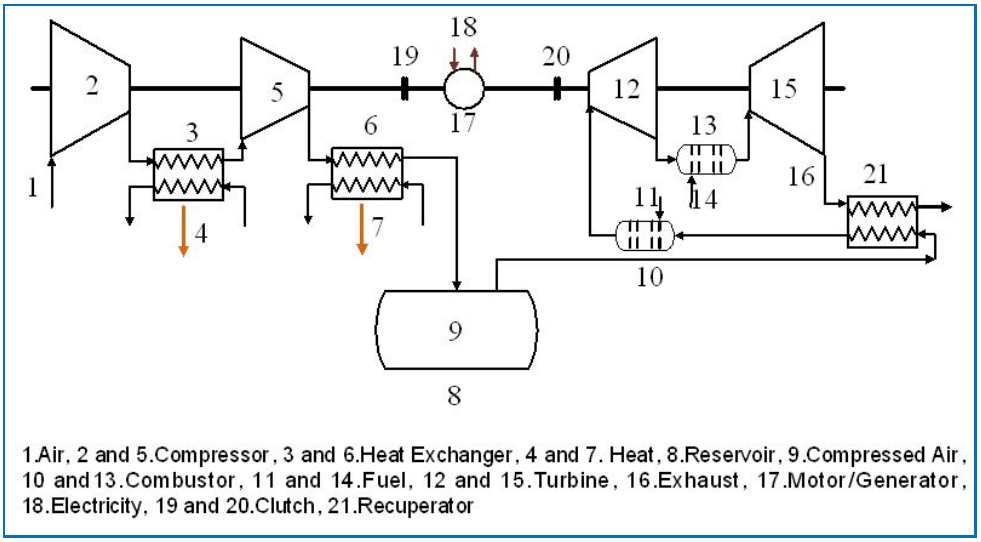


Figura 19.2. CAES convenzionale con interrefrigerazione, combustori e post-combustori e recuperatore del calore dei gas di scarico [48]

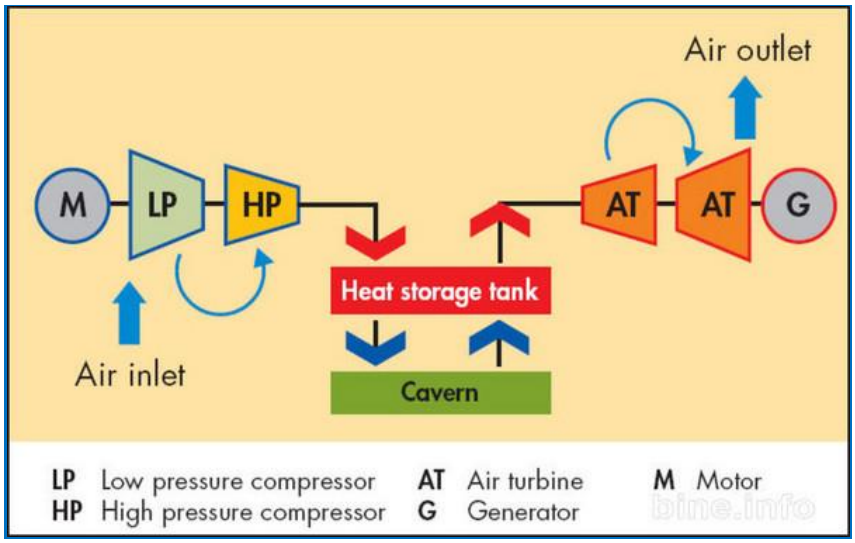


Figura 20.2. Schema di principio del sistema CAES adiabatico [49]

Tipologie di serbatoio di accumulo

L'aria compressa può essere accumulata in serbatoi naturali, recuperando dei siti geologici nel sottosuolo, o con serbatoi artificiali posti sulla superficie terreste (serbatoi metallici). I serbatoi e le tubazioni devono garantire basse perdite di carico nelle fasi di accumulo e di espansione e una lunga durata di esercizio nonostante i cicli di lavoro giornalieri.

Fanno parte dei serbatoi naturali le caverne saline, le caverne in formazioni rocciose, le miniere abbandonate e le formazioni porose (arenarie negli acquiferi salini e giacimenti di petrolio). Da queste si possono ottenere grandi quantità di accumulo a costi relativamente bassi e con perdite di carico contenute. L'utilizzo di serbatoi metallici è limitato agli impianti di piccola taglia che non giustificano l'investimento per l'adeguamento di siti geologici.

Prestazioni dei sistemi CEAS [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Potenza installata [MW]	5 ÷ 300	
Energia massica specifica [Wh/kg]	30 ÷ 60	
Energia volumica specifica [Wh/l]	3 ÷ 6	
Efficienza energetica [%]	70 ÷ 85	
Autoscarica giornaliera [%]	Piccola	
Vita attesa [anni]	20 ÷ 40	
Frequenza di lavoro [cicli/giorno]	1	
Temperatura di lavoro [°C]	-25 ÷ 60	
Ausiliari	Sistemi per adduzione aria compressa, circuiti ausiliari, serbatoi, ecc.	

Tabella 9.2. Prestazioni dei sistemi CAES

2.6. Supercondensatori

I supercondensatori sono dispositivi che al pari dei normali condensatori accumulano energia elettrica in forma elettrostatica.

Rispetto ai normali condensatori elettrolitici, i supercondensatori utilizzano armature aventi una elevata superficie utile, mentre la loro distanza è molto piccola dell'ordine dei 10^{-10} m.

Un supercondensatore è costituito 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 al fine di incrementare la superficie di contatto disponibile con l'elettrolita. 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. 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.

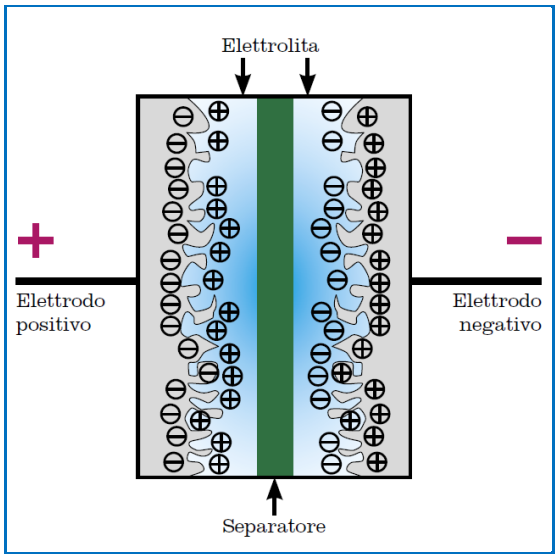


Figura 21.2. Schematizzazione di un supercondensatore [9]

Nei supercondensatori l'accumulo di energia elettrica avviene con un processo fisico reversibile molto rapido di spostamento delle cariche senza processi chimici di ossidoriduzione. Questo permette di poter caricare e scaricare rapidamente i supercondensatori con un numero di cicli di vita molto maggiore rispetto a quello degli accumulatori elettrochimici.

La piccolissima distanza tra i due elettrodi determina alti valori dei campi elettrici interni che possono raggiungere i valori di rigidità dielettrica del materiale dielettrico. A tal proposito è necessario limitare la tensione tra gli elettrodi e quindi l'energia immagazzinata.

I supercondensatori sono dispositivi in grado di fornire rapidamente potenze elevate, con autonomie brevi e per un numero notevole di cicli di carica e di scarica. Queste caratteristiche li rendono molto interessanti per le applicazioni atte a compensare le fluttuazioni di potenza nella rete elettrica per la regolazione della tensione. Quindi sono adatti alle applicazioni di *Power Quality*, per migliorare la qualità della forma d'onda della tensione di alimentazione.

Prestazioni dei supercondensatori [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Tensione nominale [V]	1 ÷ 2,7	Dipende dalla tecnologia costruttiva e dal tipo di elettrolita
Capacità [F]	1 ÷ 5000	
Potenza specifica [W/kg]	300 ÷ 100000	
Energia specifica [Wh/kg]	0.5 ÷ 10	
Efficienza energetica [%]	85 ÷ 98	
Autoscarica giornaliera [%]	20 ÷ 40	
Vita attesa [anni]	5 ÷ 10	
Numero di cicli	>50000	
Temperatura di lavoro [°C]	-40 ÷ 65	
Ausiliari	Sistema di bilanciamento	

Tabella 10.2. Prestazioni dei supercondensatori

2.7. Volani

I volani sono dei dispositivi elettromeccanici in grado di accumulare l'energia cinetica posseduta da una massa posta in rotazione attorno ad un asse. Affinché l'energia accumulata possa essere reimmessa nella rete elettrica, questi dispositivi sono accoppiati a macchine elettriche reversibili: la macchina elettrica funge da motore nella fase di ricarica del volano portando il sistema ad un numero di giri pari a quello nominale, mentre nella fase di scarica la macchina elettrica funge da generatore e il regime di rotazione del sistema è decrescente. Nella maggior parte delle applicazioni viene utilizzato un convertitore di potenza per provvedere a un funzionamento in un range operativo più ampio.

L'energia immagazzinata è data dalla seguente relazione:

$$W = \frac{1}{2} J \omega^2$$

dove:

- W indica energia accumulata in [J];
- J è il momento d'inerzia della massa rotante (generatore/motore e volano) in [kgm^2];
- ω è la velocità angolare in [rad/s].

Per aumentare l'energia accumulabile dai volani è possibile intervenire su due linee tra loro esclusive:

- incrementare il momento di inerzia utilizzando una massa di acciaio con raggio della struttura elevato e con un regime di rotazione di qualche migliaio di giri/min. I volani che utilizzano questa struttura vengono utilizzati principalmente come gruppi di continuità (UPS) e i loro limiti principali sono l'ingombro, il peso e i notevoli sforzi meccanici agenti sulle strutture;
- realizzare volani con rotori leggeri, ma con regimi di rotazione molto elevati, superiori ai 100.000 giri/min. Questo approccio determina dei sistemi più compatti con la possibilità di realizzazioni modulari.

Le velocità di rotazione elevate comportano diversi problemi tecnici che possono essere affrontati con:

- l'utilizzo di nuove leghe metalliche più resistenti al fine di evitare la rottura del volano per le elevate forze centrifughe associate alla velocità di rotazione;
- la costruzione del volano in contenitori cilindrici all'interno dei quali viene creato un certo grado di vuoto per ridurre la rumorosità ed gli attriti aerodinamici del rotore;

- l'utilizzo di cuscinetti a sospensione magnetica per eliminare gli attriti (i cuscinetti tradizionali sono comunque presenti per intervenire in caso di guasto alla sospensione magnetica);
- l'inserimento e prelievo dell'energia senza contatto meccanico, per esempio sfruttando il fenomeno dell'induzione magnetica.

Il convertitore di potenza disaccoppia il generatore dalla rete, in modo da svincolare la frequenza dell'onda di rete da quella del generatore accoppiato al volano. Questo permette il funzionamento del volano alla velocità desiderata, indipendentemente da quella di sincronismo. Dopo aver raggiunto la velocità di regime nominale, il volano può cedere energia sotto forma di energia elettrica ad alta frequenza. La corrente viene dapprima raddrizzata da un'unità di raddrizzamento e successivamente ritrasformata in corrente alternata da un inverter ad una frequenza pari a quella di rete.

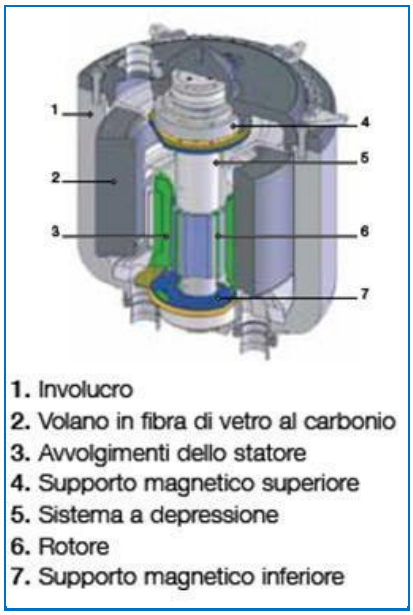


Figura 22.2. Rappresentazione di uno spaccato di un sistema di accumulo cinetico a volano [50]

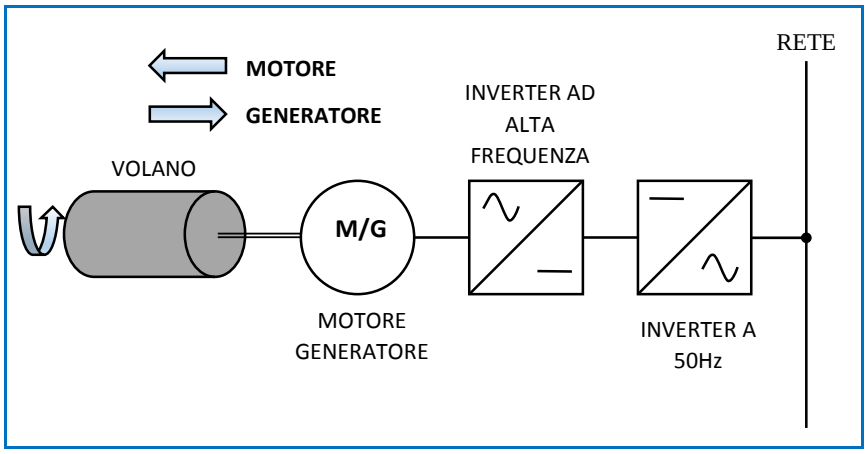


Figura 23.2. Schema di principio di un sistema di accumulo cinetico a volano

Prestazioni degli accumuli cinetici a volano [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Potenza nominale [kW]	1 ÷ 1000	
Potenza specifica [W/kg]	400 ÷ 1500	
Energia specifica [Wh/kg]	10 ÷ 30	
Efficienza energetica [%]	>90	
Autoscarica giornaliera [%]	100	
Vita attesa [anni]	20	
Numero di cicli	>50000	
Temperatura di lavoro [°C]	-40 ÷ 65	
Ausiliari	Inverter e controllo parallelo	

Tabella 11.2. Prestazioni dei volani

2.8. SMES - Superconducting Magnetic Energy Storage

Lo sviluppo dei sistemi SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) è dovuto alle esigenze legate alla *Power Quality*, quali il miglioramento della forma d'onda della tensione, la protezione dei carichi dai buchi di tensione e dai flicker, ecc. Gli SMES utilizzano materiali superconduttori e immagazzinano l'energia elettrica sotto forma di campo magnetico impiegando una bobina superconduttiva mantenuta a temperatura criogenica all'interno di un contenitore isolato termicamente.

La bobina è alimentata in corrente continua, tramite un raddrizzatore posto a valle di un trasformatore alimentato della tensione di rete. Caricata con una corrente di alcune migliaia di ampere, la bobina viene cortocircuitata con un semiconduttore, mantenuto anch'esso a temperatura criogenica, e la corrente può circolare continuamente, esercitando la funzione di "volano elettrico". Essendo i conduttori in stato superconduttivo, la resistenza dei conduttori è praticamente nulla e quindi tali sono le perdite per effetto Joule: l'energia magnetica, quindi, rimane immagazzinata indefinitamente. Il sistema consente di accumulare un'elevata quantità d'energia e scaricabile rapidamente in rete attraverso un inverter. E' necessario comunque mantenere raffreddato l'avvolgimento superconduttivo e quindi viene richiesta dell'energia per l'alimentazione dei circuiti ausiliari.

L'energia che si riesce ad immagazzinare è data da:

$$W = \frac{1}{2} L I^2 \ [J]$$

dove L è l'induttanza della bobina in [H] ed I è la corrente circolante in [A].

Esistono due tipologie diverse di connessione alla rete: in serie e in parallelo. Entrambi gli schemi vengono impiegati nelle applicazioni di *Power Quality*. L'alimentazione in serie è un metodo per la ricostruzione dell'onda di tensione a seguito di un buco di tensione. Applicando una terna di tensioni sull'avvolgimento secondario di un trasformatore, si somma la tensione sul lato primario per riportare la tensione lato carico al valore corretto. Il massimo aumento di tensione è fissato dal rapporto di trasformazione ed il massimo carico alimentabile determina il dimensionamento del trasformatore.

Per un buon funzionamento, al sistema in serie è richiesto di fornire l'esatta potenza necessaria per compensare l'abbassamento di tensione che dipende dall'effettiva richiesta del carico in quel momento, dalla profondità dell'abbassamento e dal numero di fasi interessate. Quest'ultime vengono continuamente controllate in valore e confrontate con le sinusoidi ideali. Se la deviazione supera i valori prefissati, s'inizia un ciclo denominato *carry over*, cioè un'azione compensativa di trasferimento d'energia dalla bobina al carico, per riportare la tensione al valore nominale.

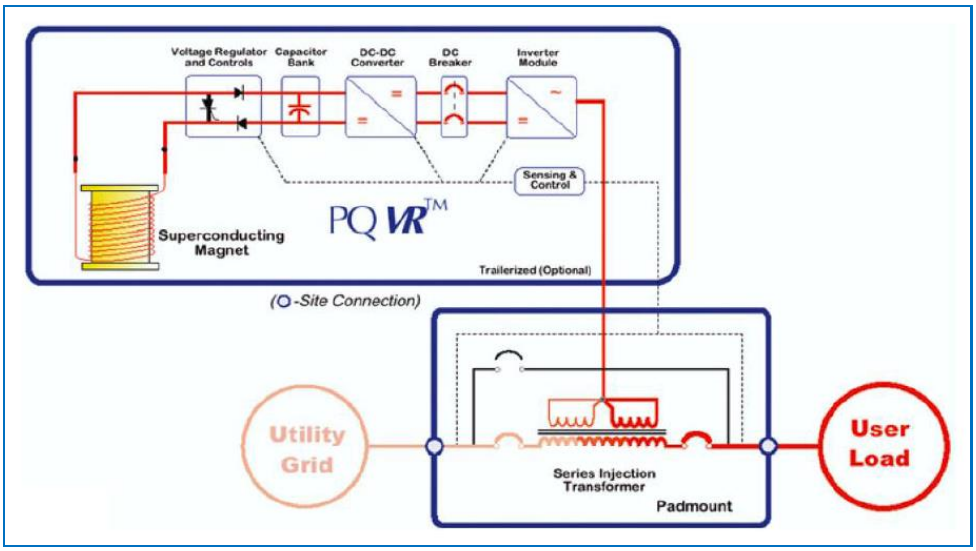


Figura 24.2. Schema di principio di un sistema SMES in serie [24]

La capacità di ricostruire l'onda di tensione per un sistema di compensazione in parallelo è determinata in prima approssimazione dal rapporto fra la potenza iniettata nel punto di collegamento alla rete e la potenza di corto circuito della rete stessa nel punto d'allacciamento. Il sistema ad alimentazione in parallelo lavora con gli inverter in modalità *stand-by*, finché non viene richiesta l'azione di compensazione a fronte di un'improvvisa mancanza d'energia.

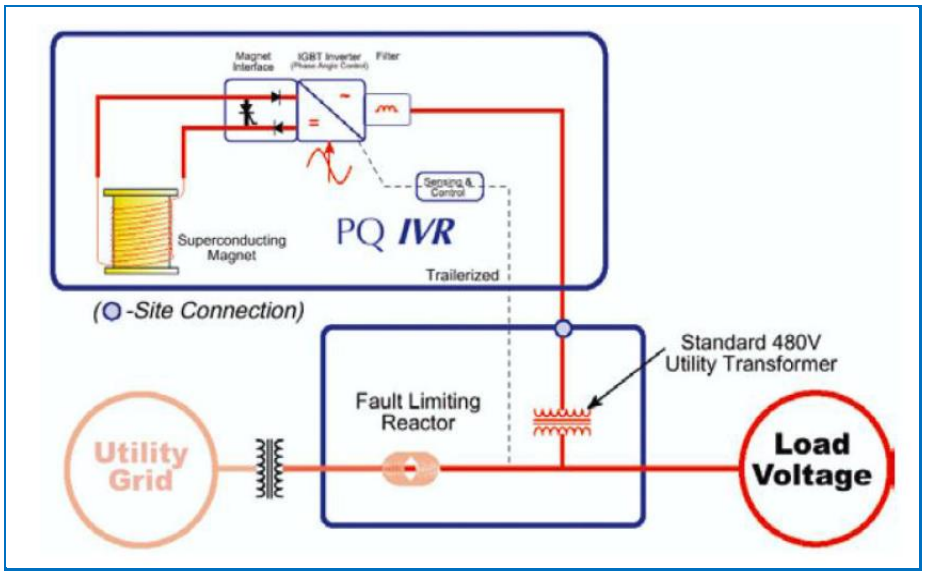


Figura 25.2. Schema di principio di un sistema SMES in parallelo [24]

Prestazioni degli SMES [3],[9],[10],[12],[14]

PARAMETRO	VALORI CARATTERISTICI	COMMENTO
Potenza nominale [kW]	10 ÷ 10000	
Potenza specifica [W/kg]	500 ÷ 2000	
Energia specifica [Wh/kg]	0.5 ÷ 5	
Efficienza energetica [%]	>95	
Autoscarica giornaliera [%]	10 ÷ 15	
Vita attesa [anni]	20	
Numero di cicli	>100000	
Temperatura di lavoro [°C]	-40 ÷ 65	
Ausiliari	Sistemi di controllo e di raffreddamento alla temperatura criogenica	

Tabella 12.2. Prestazioni degli SMES

3. Applicazioni e comparazioni tecnico-economiche dei Sistemi di Accumulo

Negli ultimi anni la crescente sensibilità ai temi legati all'ambiente ed alla sua sostenibilità, nonché al contestuale effetto dei meccanismi di incentivazione per la promozione delle energie cosiddette "pulite", ha generato un progressivo aumento della penetrazione delle *Fonti Energetiche Rinnovabili* (FER) nel sistema elettrico. Questo se da un lato ha prodotto una ricaduta positiva sull'ambiente seguita anche da un relativo abbassamento dei prezzi dell'energia elettrica, dall'altro ha rimesso in discussione l'attuale assetto e la gestione del sistema elettrico che deve essere in grado accogliere, trasmettere e distribuire rilevanti volumi di energia. Infatti, le *Fonti Rinnovabili Non Programmabili* (FRNP) quali il fotovoltaico e l'eolico, massicciamente e sempre più presenti nell'ambito del sistema elettrico, concorrono a mettere in gioco, soprattutto in particolari periodi dell'anno e in certe fasce orarie, notevoli quantità di energia che possono coprire significative porzioni del consumo nazionale. Stante la priorità di dispacciamento della generazione da FER si determina la messa fuori servizio, permanente o temporanea, dei generatori alimentati dalle fonti tradizionali, i quali, oltre a fornire la potenza attiva e la relativa energia, erogano una serie di servizi ancillari indispensabili per la gestione del Sistema Elettrico Nazionale, quali ad esempio la regolazione primaria, secondaria e terziaria, la fornitura di adeguati livelli di potenza di cortocircuito per la gestione dei sistemi di protezione e per la limitazione della profondità e dell'estensione dei buchi di tensione generati da guasti, la stabilità del sistema durante perturbazioni veloci o transitorie per effetto dell'inerzia meccanica intrinseca, l'assorbimento o erogazione di potenza reattiva. Questi servizi, essenziali per la gestione del sistema elettrico, dovranno essere garantiti anche dalle FER e quindi per assicurare adeguati livelli di esercizio e di sicurezza è necessario intervenire sia a livello della stessa gestione del sistema elettrico attraverso modelli innovativi, anche per l'integrazione della cosiddetta *Generazione Diffusa* (GD), sia con la diffusione di nuove tecnologie che possono integrare quelle lacune intrinseche delle FER per renderle compatibili con le finalità del sistema. A tal proposito, la tecnologia dell'accumulo di energia elettrica è quella che può assicurare i migliori risultati e quindi giocare un ruolo fondamentale per l'operatività dei sistemi elettrici attuali e del prossimo futuro apportando contemporaneamente benefici economici, tecnici ed ambientali.

Il presente capitolo prende in esame le possibili applicazioni dei *Sistemi di Accumulo* (SdA) per l'assolvimento dei servizi di rete, analizza gli eventuali benefici in funzione del tipo di gestione e compara tecnicamente ed economicamente tra loro le varie tecnologie per la corretta scelta della soluzione impiantistica.

3.1. Classificazione operativa dei Sistemi di Accumulo

Una classificazione fondamentale dei Sistemi di Accumulo (SdA) riguarda il tipo di applicazione legata alla gestione della rete. A tal fine i servizi che un sistema di accumulo può fornire si suddividono in due grandi categorie, cioè in *Servizi di Potenza* e in *Servizi di Energia*. I primi sono connessi alla potenza del sistema di accumulo, alla velocità di risposta dello stesso e ai benefici apportati relativamente allo scambio di potenza con la rete elettrica cui è connesso. I secondi, invece, concernono lo scambio di potenza che si protrae per intervalli di tempo maggiori rispetto ai primi. In breve, la discriminante tra i due tipi di servizio è la durata della carica/scarica del sistema di accumulo: per i servizi di potenza sono richiesti tempi di esercizio dalle frazioni di secondo ai minuti, mentre per i servizi di energia i tempi vanno dai minuti alle ore-giorni.

Oltre alla fondamentale definizione dell'autonomia del sistema di accumulo sono da valutare altre caratteristiche ai fini delle possibili applicazioni ai servizi di rete, quali:

- *il tempo di risposta*: capacità del sistema di variare la potenza erogata o assorbita nel tempo;
- *il rapporto tra potenza erogabile ed energia immagazzinabile*: questo permette di determinare la capacità dei sistemi di accumulo a lavorare in potenza piuttosto che in energia.

Ovviamente, quest'ultimo parametro ha un valore elevato per i sistemi di accumulo adatti per assolvere servizi di potenza, poiché devono erogare potenze elevate per brevi periodi di tempo. Come precisato nel precedente capitolo, i dispositivi più adatti per i servizi di potenza sono i supercondensatori, i volani e gli SMES (servizi di regolazione della tensione, di regolazione primaria della frequenza, di *Power Quality*). Per i sistemi adatti per eseguire servizi di energia, il rapporto tra potenza erogabile ed energia immagazzinabile è relativamente basso, poiché devono essere garantite autonomie dell'ordine delle frazioni di giornata o addirittura dei giorni.

La Figura 1.3 fornisce una indicazione sulla potenza erogabile e l'energia accumulabile dalle varie tecnologie dei sistemi di accumulo. Identificato il tipo di funzionamento d'interesse, il dimensionamento del sistema di accumulo è funzione della potenza richiesta e dell'autonomia che deve essere garantita.

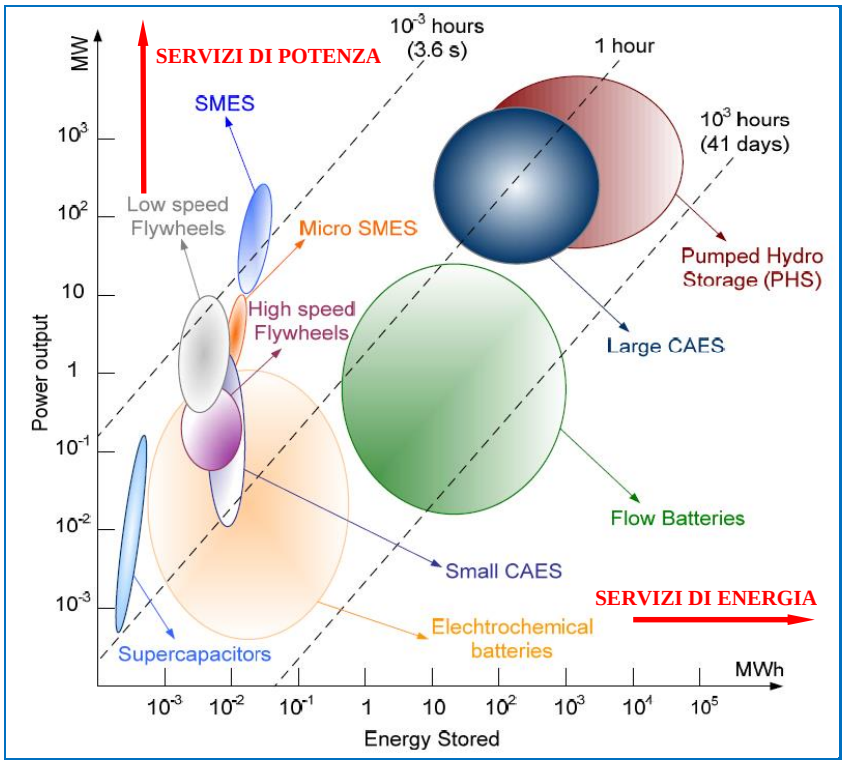


Figura 1.3. Potenza erogabile/Energia accumulabile dalle varie tecnologie dei sistemi di accumulo [3]

3.2. Applicazioni dei Sistemi di Accumulo per i servizi di rete e di utenza

Le applicazioni dei SdA nell'ambito dei servizi per il sistema elettrico possono essere numerose e spesso non distinguibili l'una dall'altra, poiché una stessa finalità può essere assimilata sotto diversi punti di vista relativamente ai servizi e ai benefici apportati dallo stesso SdA alla rete elettrica.

In linea generale, gli utilizzi dei SdA possono essere suddivisi secondo la classificazione introdotta nel documento Sandia Report doc. n. SAND2015-1002 del Febbraio 2015 [1] rivista ed adattata in funzione dei soggetti e dei sistemi su cui ricadono i benefici. Si prendono in considerazione le seguenti applicazioni:

- **Fornitura elettrica**
  1. *Time-shift di energia*
  2. *Capacità di fornitura*
- **Servizi ancillari**
  1. *Regolazione: primaria, secondaria e terziaria*
  2. *Supporto alla tensione*
  3. *Riaccensione del sistema elettrico (black start)*
- **Rete**
  1. *Supporto alla trasmissione e alla distribuzione*
  2. *Differimento dell'aumento della capacità di trasmissione e distribuzione*

3. *Gestione delle congestioni della rete trasmissione*

- **Utenti finali**
  1. *Costo dell'energia in base al tempo di utilizzo*
  2. *Affidabilità del servizio elettrico*
  3. *Power Quality*
- **Integrazione delle fonti rinnovabili**
  1. *Time shift dell'energia rinnovabile non programmabile*
  2. *Produttività degli impianti da fonti rinnovabili*
  3. *Integrazione degli impianti eolici*

Dalla Figura 2.3 si possono individuare in linea di massima le prestazioni dai sistemi di accumulo, in termini di potenza e di autonomia, in funzione dell'applicazione.

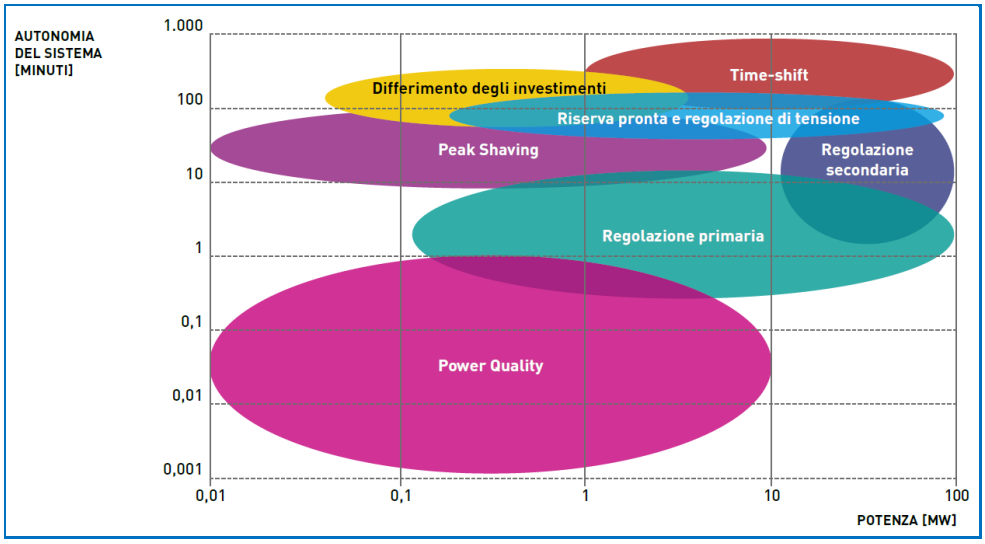


Figura 2.3. Applicazioni dei sistemi di accumulo in funzione della potenza di scarica e dell'autonomia richiesta [9]

Fra queste applicazioni, alcune possono essere soddisfatte dai Servizi di Potenza, mentre altre dai Servizi di Energia: come puntualizzato precedentemente, gli uni dagli altri si distinguono dal tempo di scambio dei flussi energetici.

3.2.1. Time-shift energetico

Riguarda la possibilità di ricaricare il SdA durante le ore di basso carico, quando i prezzi e i costi marginali sono bassi, e di rilasciare l'energia precedentemente accumulata durante le ore di punta dove normalmente il prezzo e i costi di generazione sono più alti. La durata del rilascio di energia scarica va da un minimo di un'ora fino ad un massimo di 6 ore, mentre i cicli di carica e scarica possono essere stimati con una frequenza di almeno 1 ciclo/gg. Per questa applicazione sono importanti i costi variabili di esercizio, su cui incidono molto il rendimento del sistema di accumulo e il decadimento delle prestazioni dello stesso. Infatti lo switch energetico è vantaggioso

se il rapporto tra il prezzo di acquisto e il prezzo di vendita dell'energia è inferiore al rendimento del sistema di accumulo, cioè:

$$\frac{Prezzo\ acquisto\ energia}{Prezzo\ vendita\ energia} < rendimento\ SdA$$

La tipica applicazione del time-shift è quello attualmente adottato dagli impianti idroelettrici di pompaggio.

Comunque, il profitto economico derivante da una gestione del SdA nella modalità time-shift non è l'unico beneficio ottenibile: infatti, questo servizio può consentire anche l'ottimizzazione degli assetti di esercizio degli impianti termoelettrici. Con l'incremento della domanda di energia elettrica nelle ore vuote, caratterizzate da bassi prezzi, si può limitare la necessità di riduzione del carico degli impianti di generazione termoelettrici con conseguenti riduzioni di efficienza o, perfino, la necessità di fermata per carico inferiore al minimo consentito. Questi impianti, poi, devono essere riaccesi per riprendere il servizio nelle ore successive, perché assicurano servizi ancillari essenziali per la rete; questo aumenta lo stress dei componenti, con conseguente riduzione della vita tecnica attesa, e determina un significativo rischio di mancato riavviamento. Con il peak-shaving, invece, si smussano i picchi della domanda di energia elettrica nelle ore in cui si verificano i prezzi più elevati, riducendo così la necessità di chiamare in servizio impianti con costi di esercizio più elevati e anche meno efficienti.

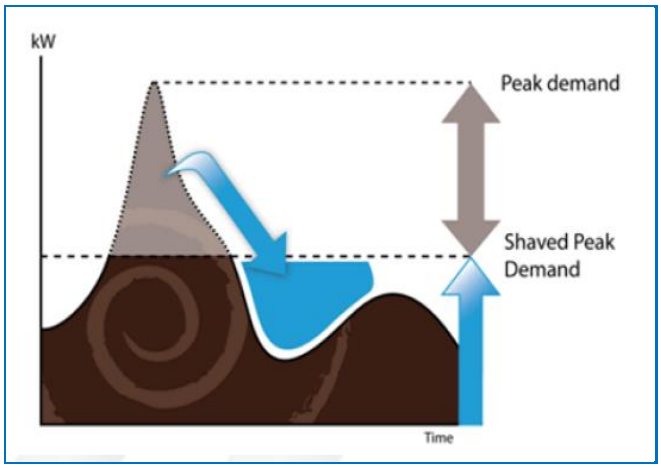


Figura 3.3. Principio del time-shift energetico: peak-shaving e valley filling [21]

Con un significativo peak-shaving attraverso i sistemi di accumulo si determina una minore necessità di disporre di capacità di generazione, in particolare nelle ore di punta, permettendo di ridurre o differire nel tempo gli investimenti per nuovi impianti. Il peak-shaving può essere effettuato a livello di sistema elettrico, di micro-rete o di utenza. In questi due ultimi casi, il dimensionamento del sistema di distribuzione e dei generatori di micro-rete può essere effettuato prendendo a riferimento la potenza media del carico e non quella di picco con conseguenti risparmi a livello di apparecchiature elettriche e di capacità di generazione.

Per questo tipo di servizio sono necessari sistemi di accumulo con un tempo di scarica dell'ordine di qualche ora e operanti con una frequenza di lavoro di circa un ciclo/giorno.

3.2.2. Capacità di fornitura elettrica

I SdA possono essere utilizzati per differire e/o ridurre la necessità di aumento della capacità di generazione, per esempio eliminando l'esigenza della costruzione di nuovi impianti di produzione. E' un'applicazione molto specifica e variabile da caso a caso e può essere combinata con il time-shift come precisato alla fine del precedente paragrafo.

Un tal tipo di servizio richiede sistemi di accumulo con tempi di scarica di qualche ora (1÷6 ore) e con una frequenza di lavoro intorno il centinaio di cicli annui.

3.2.3. Regolazione

Regolazione primaria

Lo squilibrio istantaneo tra la potenza richiesta dal carico e la potenza erogata dai generatori comporta una variazione della frequenza di rete che deve essere mantenuta entro la banda statica agendo sui regolatori di velocità delle unità di produzione abilitate a fornire il servizio di regolazione primaria: queste unità variano la loro potenza generata al fine di ripristinare, in ogni istante, l'equilibrio tra il carico e i generatori.

Il servizio di regolazione primaria deve essere fornito da tutte le unità di produzione con potenza efficiente uguale o superiore a 10 MW, ad esclusione di quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e cioè eolica, solare, eolica, maremotrice, moto ondoso, gas di discarica, gas residuati dei processi di depurazione, biogas, geotermica o idraulica (acqua fluente). Le unità di produzione destinate alla regolazione primaria devono mettere a disposizione, ai fini della regolazione, una banda di potenza non inferiore all'1,5% della loro potenza efficiente. La variazione di potenza generata eventualmente richiesta deve essere erogata per almeno metà entro i primi 15 secondi dall'inizio della variazione di frequenza e completamente entro 30 secondi; la nuova potenza generata deve essere stabilmente mantenuta per almeno 15 minuti (in assenza di ulteriori variazioni di frequenza).

I sistemi di accumulo, essendo caratterizzati da tempi di risposta molto rapidi, possono essere impiegati con estrema efficacia alla fornitura del servizio di regolazione primaria. Se, inoltre, il SdA è caratterizzato da una elevata efficienza e da un'alta velocità di passaggio dalla condizione di carica a quella di scarica, può essere fornita una banda di regolazione di ampiezza pari alla somma delle potenze massime di carica e di scarica. Dunque, i SdA adeguatamente progettati per tale servizio possono fornire delle prestazioni in regolazione primaria superiori a quelle degli impianti termoelettrici e questo può determinare una futura espansione del loro utilizzo, soprattutto se saranno mantenuti gli attuali trend di crescita delle fonti rinnovabili non

programmabili che, loro malgrado, introducono una sempre maggiore aleatorietà nella disponibilità di potenza.

Gli impianti termoelettrici, inoltre, e in particolare quelli di base, sono progettati per fornire la massima efficienza a pieno carico e a regime statico. La modulazione imposta dalla regolazione primaria comporta una riduzione dell'efficienza del sistema e quindi un aumento dei consumi di combustibile e delle emissioni in atmosfera. I sistemi di accumulo ad elevata efficienza, riducendo la modulazione degli impianti di base, potrebbero portare benefici anche in questo senso.

L'aumento della penetrazione della produzione con impianti a fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto in certe periodi stagionali e in certe ore del giorno, unita al fatto che a questi è assicurata la priorità di dispacciamento, comporta, a parità di domanda, la messa fuori esercizio, con eventuale spegnimento, degli impianti termoelettrici di base, i quali sono deputati ad espletare dei servizi ancillari essenziali per la gestione in sicurezza del sistema elettrico. Ciò provoca una riduzione del margine di riserva della regolazione primaria disponibile e quindi ad un aumento del rischio di distacco della rete. I sistemi di accumulo potrebbero aumentare il margine di riserva di regolazione primaria e contestualmente favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico.

Regolazione secondaria

Successivamente all'intervento della regolazione primaria, ad opera delle unità di produzione designate a tale tipo di servizio e dei sistemi elettrici interconnessi provenienti dall'estero, viene ad instaurarsi una nuova condizione di regime in cui la frequenza ha un valore diverso da quello nominale e i margini disponibili di riserva della regolazione primaria sono parzialmente utilizzati. Per ristabilire le condizioni di funzionamento nominali di frequenza, di ripristino dei margini di riserva della regolazione primaria e di ristabilimento del load –flow programmato (tra sistemi interconnessi), interviene la regolazione secondaria che agendo sui regolatori di velocità delle unità di produzione, per effetto dei comandi del sistema di controllo automatico centralizzato (Regolatore di Rete), porta i generatori ad erogare una potenza tale da annullare la deviazione della frequenza rispetto la nominale e di rientrare nei vincoli di scambio con le reti interconnesse.

Le unità di produzione abilitate alla fornitura della regolazione secondaria devono rendere disponibile il margine di riserva di potenza entro il tempo massimo di 200 secondi e l'erogazione deve essere possibile per almeno 2 ore continue.

Al pari del servizio di regolazione primaria, i sistemi di accumulo ben si adattano alla fornitura del servizio di regolazione secondaria: questa essendo oggetto di contrattazione sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) genera una remunerazione che potrebbe incentivare l'installazione dei sistemi di accumulo.

Regolazione terziaria

Intervenuta la regolazione secondaria si stabilisce una nuova condizione di regime in cui i margini della stessa regolazione secondaria sono in parte utilizzati. Per il loro ripristino interviene la regolazione terziaria, nella quale il Gestore della Rete dispone ai singoli produttori la variazione di esercizio delle unità di produzione in servizio al fine di assicurare alla rete le stesse condizioni di sicurezza precedenti alla perturbazione. Per questo servizio il Gestore della Rete si serve di unità di produzione aventi caratteristiche di riserva pronta, cioè in grado di erogare entro 15 minuti la potenza richiesta, e di riserva di sostituzione, avente lo scopo di ricostituire la riserva pronta, oppure richiedendo la messa in servizio di impianti fermi in attesa.

I sistemi di accumulo possono essere impiegati come riserva pronta eliminando il funzionamento modulante delle unità di produzione termoelettriche che mal si adattano a tale tipo di esercizio soprattutto dal punto di vista dell'efficienza e dei costi di esercizio. Anche il servizio di regolazione terziaria è remunerato sulla base dei prezzi stipulati sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) e quindi i sistemi di accumulo possono trarre un diretto beneficio economico.

Per il supporto alla regolazione di frequenza i sistemi di accumulo devono avere una potenza rilevante (dell'ordine dei MW), tempi di scarica di qualche ora (1÷4 h) e frequenze di lavoro dalle centinaia alle decine di migliaia di cicli/anno.

3.2.4. Supporto alla tensione

La possibilità di disporre di unità di generazione modulari quali quelle dei sistemi di accumulo potrebbe incentivare la loro installazione, soprattutto laddove è necessaria la generazione distribuita o localizzata di potenza reattiva, come ad esempio in alcuni nodi della rete o nei centri di carico. L'effetto è un miglioramento capillare del profilo della tensione sulla rete. Inoltre, i tempi di risposta dei sistemi di accumulo sono dello stesso ordine se non addirittura inferiori ai tempi di regolazione dei regolatori di tensione dei generatori e quindi si può ottenere un notevole beneficio per la prontezza del sistema al rientro della tensione nella banda statica dopo un perturbazione.

Il sistema di accumulo deve erogare, per l'assolvimento al servizio di supporto alla tensione, energia con fattore di potenza diverso dall'unità, al limite nullo, e quindi non sono definibili in questo contesto la durata di scarica ed il numero di cicli annui.

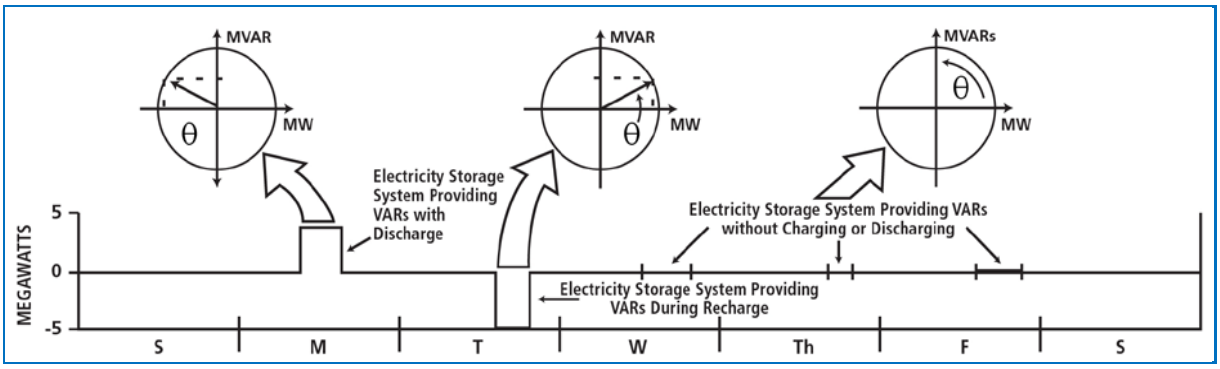


Figura 4.3. Modalità di intervento del sistema di accumulo in supporto alla tensione [1]

3.2.5. Riaccensione del sistema elettrico (black start)

In caso di black-out generalizzato, è necessario energizzare la rete disponendo di unità di produzione autoavvianti (capacità di black start). A tal proposito, i sistemi di accumulo sono delle unità autonome che ben si adattano a questo servizio e, se correttamente dimensionati, possono essere quei generatori che provvedono alla messa in tensione delle linee di riaccensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al riavviamento delle altre unità di produzione. Un volta partiti i generatori principali, si procede alla messa in parallelo delle altre unità di produzione e alla messa fuori servizio del sistema di accumulo. Con una progressiva e coordinata riaccensione degli impianti di generazione, una rialimentazione dei carichi e la rimagliatura della rete, si giunge infine alla completa riaccensione dell'intero sistema elettrico.

Per questo servizio sono necessari sistemi di accumulo di grande taglia con tempi di scarica dell'ordine di qualche ora ed un numero esiguo di cariche/scariche annue.

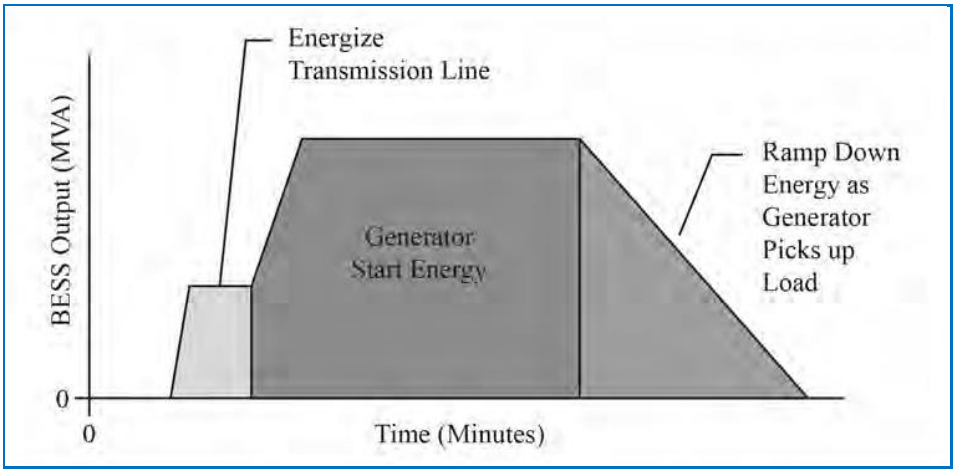


Figura 5.3. Sistema di accumulo per il servizio di riaccensione del sistema elettrico [1]

3.2.6. Supporto alla trasmissione e alla distribuzione

Questa applicazione ha lo scopo di migliorare le prestazioni del sistema di trasmissione e di distribuzione, compensando i disturbi e le anomalie elettriche come buchi di tensione, risonanze sub-sincrone, instabilità. Il sistema di accumulo deve avere un tempo di risposta molto rapido, inferiore al secondo, deve essere affidabile e dimensionato per un numero di cicli di carica/scarica molto elevato. Trattasi di un servizio di supporto alla Power Quality a livello di rete.

3.2.7. Differimento nell'aumento della capacità di trasmissione e distribuzione

L'installazione di sistemi di accumulo ai nodi di reti di trasmissione i cui regimi di funzionamento sono al limite delle loro capacità di trasporto o addirittura in qualche periodo in sovraccarico, permette di gestire la potenza transitante sulla linea rispettando il vincolo della massima corrente e contestualmente di evitare distacchi dei carichi o delle unità di generazione. Questo comporta un differimento nel tempo dei costi necessari per il potenziamento delle linee esistenti, per il rifacimento dei rami di rete interessati al sovraccarico e ad una riduzione dei relativi costi di esercizio.

L'applicazione dei sistemi di accumulo diventa tanto più vantaggiosa quanto più bassa è la frequenza con cui si ripropongono i picchi di carico superiori alla soglia di potenziamento della linea. Come indicato nella Figura 6.3, il sistema di accumulo sopperisce alla richiesta dovuta al picco pomeridiano del Mercoledì, mentre nelle restanti ore della settimana la domanda rimane a valori inferiori alla soglia di potenziamento.

Per questo tipo di servizio, i sistemi di accumulo devono avere una potenza commisurata alla differenza tra la potenza di picco del carico e la massima potenza trasmissibile dalla linea (dell'ordine dei MW), un tempo di scarica di alcune ore e una frequenza di lavoro dell'ordine del centinaio di cicli/anno.

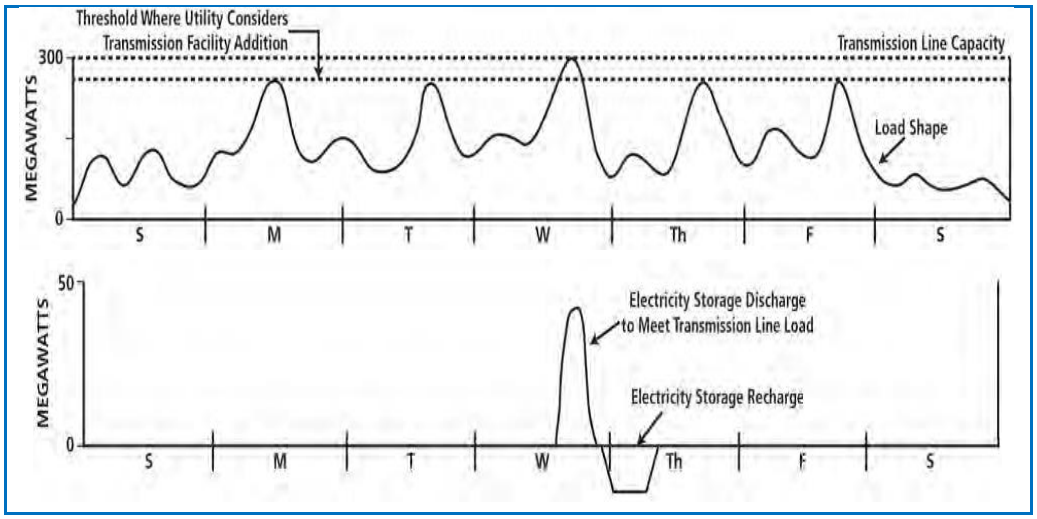


Figura 6.3. Differimento dell'aumento della capacità della linea con un sistema di accumulo [1]

3.2.8. Gestione delle congestioni della rete trasmissione

I sistemi di accumulo possono fornire un notevole contributo nella gestione delle congestioni del sistema di trasmissione, evitando così i relativi costi, immettendo o prelevando potenza nei nodi critici del sistema elettrico laddove si verificano con una certa frequenza sovraccarichi o un eccesso di generazione. L'energia immessa o prelevata dai sistemi di accumulo consente di cambiare il load flow della rete, di rispettare i limiti di portata in corrente delle linee, di evitare il distacco delle unità generatrici per eccesso di produzione e di ridurre le congestioni tra zone di mercato e/o nodi della rete, così da diminuire gli oneri conseguenti alla differenziazione zonale dei prezzi dell'energia e di aumentare l'efficienza del sistema (vedi Figura 7.3 e Figura 8.3).

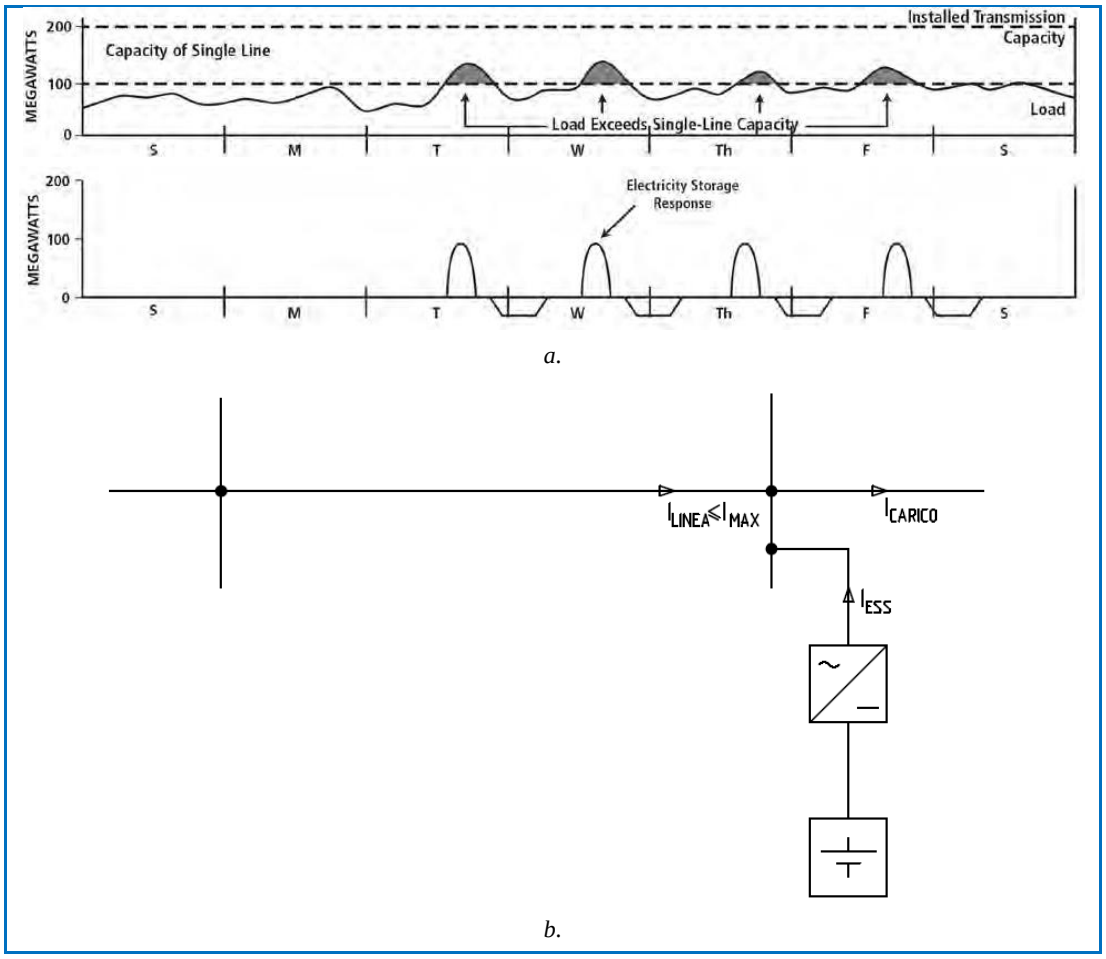


Figura 7.3. Gestione della congestione contro il sovraccarico di un ramo della rete con un sistema di accumulo: a. andamento della domanda e carica/scarica del sistema di accumulo; b. schema unifilare di principio (elaborazione [1])

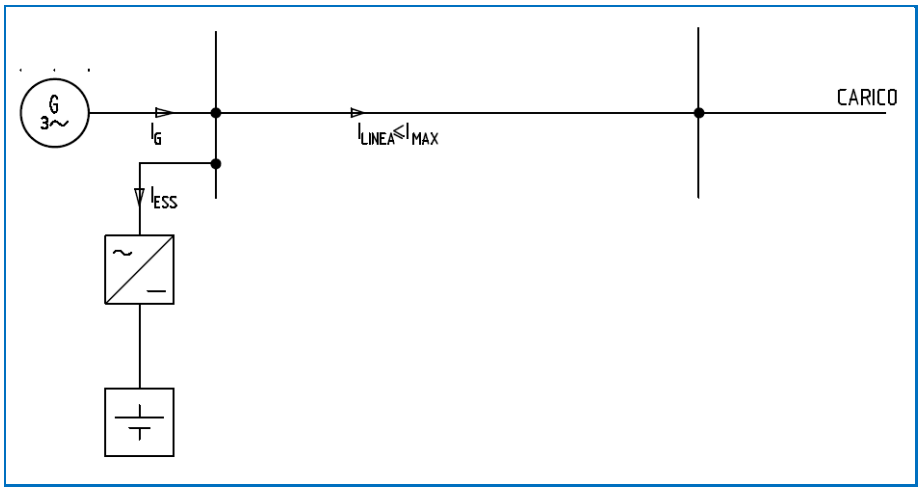


Figura 8.3. Gestione della congestione per eccesso di produzione (overcapacity) di un ramo della rete con un sistema di accumulo

3.2.9. Costo dell'energia in base al tempo di utilizzo

In questo tipo di servizio i sistemi di accumulo vengono utilizzati per ottimizzare il costo dell'energia elettrica acquistata, avvalendosi della variabilità di prezzo tra le ore vuote e le ore di picco. Il funzionamento è analogo al time shift di energia, ad eccezione del fatto che si basa sul prezzo di acquisto e non di vendita dell'energia elettrica. L'utente accumula energia elettrica durante il periodo delle ore vuote, in corrispondenza del prezzo più basso, e scarica il sistema di accumulo durante le ore di picco, cioè quando il prezzo è più alto. Trattasi di un costo evitato e quindi di un risparmio economico: si differenzia dal time shift di energia precedentemente analizzato, perché in quel servizio la discriminante della carica e scarica del sistema di accumulo era il prezzo di vendita.

La potenza del sistema di accumulo e il tempo di scarica devono essere dimensionati sulla base dell'ottimizzazione economica, mentre la frequenza di lavoro è dell'ordine del ciclo/giorno e comunque dipendente dall'andamento dei prezzi.

3.2.10. Affidabilità del sistema elettrico – Servizio di emergenza

I sistemi di accumulo possono essere utilizzati per aumentare l'affidabilità della fornitura di energia elettrica per i carichi privilegiati, svolgendo il servizio di emergenza al mancare della tensione di rete come per gli UPS. La durata della scarica è in funzione del carico da alimentare, della durata prevista del black out e dell'eventuale presenza di altri gruppi di emergenza, come ad esempio gruppi elettrogeni.

3.2.11. Power Quality

I sistemi di accumulo possono migliorare la Power Quality del sistema elettrico d'utente a valle del loro punto di installazione, poiché possono contenere le variazioni di tensione e di frequenza rispetto le nominali, possono contribuire al miglioramento del fattore di potenza, ridurre il contenuto armonico e le interruzioni di servizio. Il loro intervento deve essere tempestivo ed opportuno e quindi devono essere equipaggiati con adeguati relè di controllo e di attuatori efficaci a svolgere queste funzioni.

Per svolgere questo tipo di servizio, i sistemi di accumulo devono avere una potenza rilevante (dell'ordine dei MW), tempi di scarica contenuti (qualche secondo) e una frequenza di lavoro di qualche centinaio di cicli/anno.

3.2.12. Time shifting dell'energia rinnovabile non programmabile

La produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), quali ad esempio l'energia eolica e quella solare, è molto variabile nel tempo poiché dipendente dalle condizioni metereologiche e quindi assume un andamento casuale. Con i moderni sistemi di previsione si può stimare, con una certa affidabilità e fino a qualche giorno prima del giorno di interesse, l'evoluzione dei dati metereologici consentendo di ricavare la previsione della producibilità dell'impianto. Dai dati di producibilità e conoscendo il prezzo orario di vendita dell'energia elettrica si può ottenere un extra ricavo orario. Nonostante ciò, per ottimizzare economicamente la produzione di energia, si può dotare l'unità di produzione di un sistema di accumulo che viene caricato quando c'è produzione e quando il prezzo dell'energia è basso, mentre viene inserita la scarica quando l'energia ha un prezzo elevato e/o quando l'impianto ha una bassa produttività.

Il sistema diventa maggiormente remunerativo se l'installazione comprende anche un centro di consumo, il quale può utilizzare l'energia precedentemente accumulata invece di assorbirla dalla rete nei periodi in cui il prezzo è alto.

La potenza necessaria per il sistema di accumulo adatto per l'assolvimento di un tale servizio è proporzionata alla potenza dell'impianto alimentato da FR; il tempo di scarica e la frequenza di lavoro sono simili a quelle del funzionamento time shift.

3.2.13. Produttività degli impianti da fonti rinnovabili

Per ridurre i costi dovuti agli oneri di sbilanciamento ed aumentare la stabilità dell'erogazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili possono essere utilizzati dei sistemi di accumulo. Le fluttuazioni di potenza si possono suddividere in intermittenze brevi (dell'ordine dei secondi o minuti) e intermittenze lunghe (ore o giorni). Le

intermittenze brevi per gli impianti solari sono dovute a ostacoli transitori e/o a nuvole di passaggio, mentre per gli impianti eolici sono dipendenti da variazioni improvvise della velocità del vento. In questi casi il sistema di accumulo deve rispondere celermente alle variazioni di produttività dell'impianto per sopperire alla mancanza di potenza e quindi mantenere l'erogazione il più possibile costante. I tempi di scarica sono relativamente brevi e quindi l'esercizio si profila come un Servizio di Potenza.

Il dimensionamento in capacità e in potenza dipende dalla durata presumibile delle interruzioni e dalla potenza dell'impianto.

3.2.14. Integrazione degli impianti eolici

I sistemi di accumulo ben si adattano alla soluzione di alcuni problemi legati al funzionamento degli impianti eolici dovuti alle fluttuazioni rapide e lente dell'erogazione di potenza. Le fluttuazioni rapide dell'uscita possono essere ridotte cospicuamente con l'adozione di particolari sistemi di accumulo viste le loro rapidità di risposta. Inoltre il SdA può contribuire all'aumento della Power Quality, per esempio, ottimizzando il fattore di potenza, riducendo il contenuto armonico e i flicker, migliorando la stabilità transitoria e dinamica della frequenza e della tensione.

Le fluttuazioni lente dell'uscita richiedono un intervento del sistema di accumulo che ricade nel campo del Servizio di Energia attraverso una carica o una scarica che ristabilisce il livello di potenza programmato. Un sistema di accumulo dimensionato per le fluttuazioni lente, inoltre, consente di gestire le congestioni della trasmissione per overcapacity, quindi di produrre anche quando la domanda è bassa rispetto la produzione, oppure di sopperire ai cali di erogazione (per esempio dovuti ad una improvvisa mancanza di vento) e di evitare il distacco degli interrompibili.

3.3 Aspetti e confronti tecnico-economici dei Sistemi di Accumulo per i servizi di rete e di utenza

L'importanza che sta assumendo la tematica sui sistemi di accumulo è direttamente correlata con la crescente penetrazione della produzione di energia da fonti rinnovabili. Essendo questi aspetti relativamente nuovi per i sistemi di rete odierni è evidente che le tecnologie di accumulo e di gestione della produzione e della trasmissione sono nel pieno della loro evoluzione tecnologica. A supporto di quanto appena asserito, l'*International Energy Agency* (IEA), nel documento *Technology Roadmap - Energy storage* del 2014 [5], stima una crescita mondiale considerevole degli accumuli trainata appunto dall'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili (vedi Figura 9.3 e Figura 10.3).

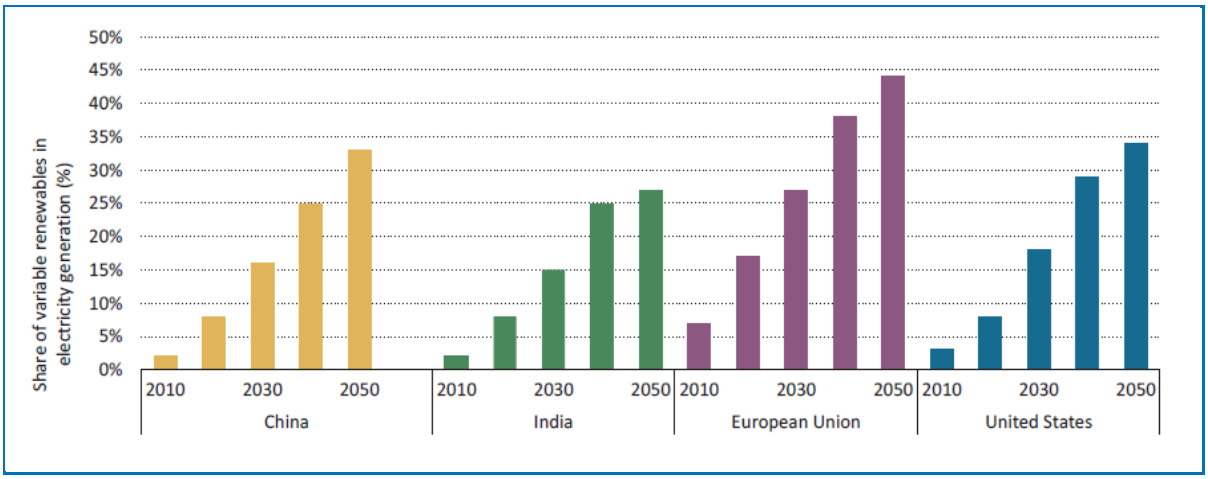


Figura 9.3. Stima della quota di generazione da fonti rinnovabili nei sistemi elettrici 2010 – 2050 [5]

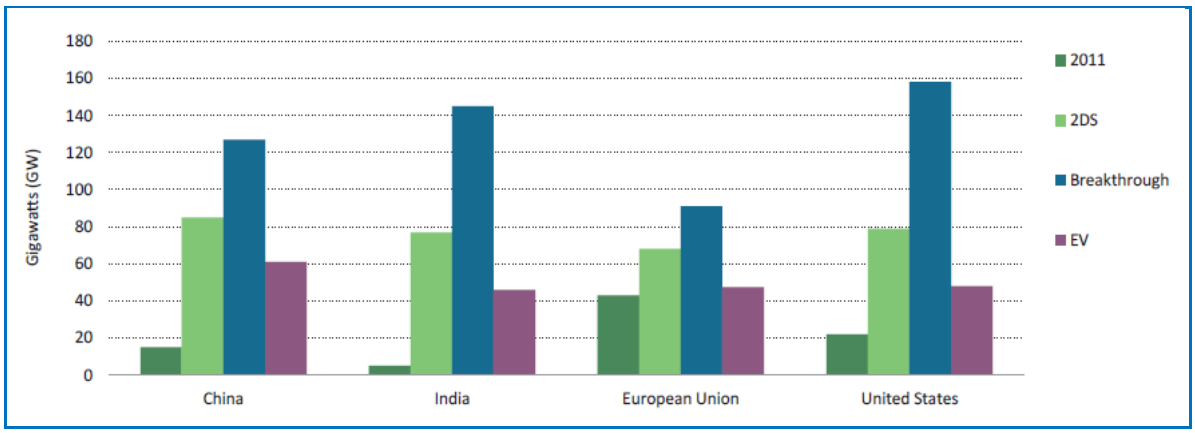


Figura 10.3. Capacità installata di accumuli elettrici per servizi giornalieri: previsione 2050 vs. 2011 per scenari ETP 2014 [2]

Gli scenari presi in considerazione sono quelli contenuti nel documento *Energy Technology Perspectives* 2014 della stessa IEA e specificatamente riguardano tre diverse ipotesi evolutive:

- scenario *2DS*: è in linea di massima lo stesso scenario del *World Energy Outlook 450 Scenario* che considera una evoluzione del sistema energetico tale da mantenere la crescita della temperatura media terrestre entro i 2°C;
- scenario *Breakthrough*: è una variante del precedente, ma ipotizza una significativa riduzione dei costi dei sistemi di accumulo a seguito di una politica aggressiva di ricerca e di incentivazione;
- scenario *EV*: è una variante dello scenario 2DS ma prende in considerazione la possibilità di gestire flessibilmente i sistemi di accumulo dei veicoli elettrici (Electric Vehicle) sia in carica che in generazione.

Dal grafico si desume quanto segue:

- nell'Unione Europea la potenza installata dei sistemi di accumulo deve aumentare di circa 2 volte rispetto a quella del 2011: questo può essere razionalmente

raggiunto l'apporto di sistemi distribuiti a basso impatto ambientale e quindi le tecnologie elettrochimiche, meccaniche, elettrostatiche ed elettromagnetiche subiranno presumibilmente un rilevante impulso;

- nella Cina e negli Stati Uniti la potenza installata dei sistemi di accumulo deve aumentare di circa 8 volte rispetto a quella del 2011: questo risultato non può prescindere dall'impiego di sistemi di pompaggio e di sistemi CAES, comunque abbinati a sistemi distribuiti i quali sono meno impattanti dei precedenti dal punto di vista ambientale e sono in grado di soddisfare più efficacemente le esigenze delle reti locali. Per questo è presumibile che anche in questi mercati le tecnologie elettrochimiche, meccaniche, elettrostatiche ed elettromagnetiche avranno un ruolo non indifferente per la sicurezza e la gestione delle reti e, quindi, il loro sviluppo e la loro commercializzazione subiranno verosimilmente una crescita significativa;
- in India la potenza installata dei sistemi di accumulo deve aumentare di circa 30 volte rispetto a quella del 2011: vale quanto detto per la Cina e gli Stati Uniti, anche se lo sviluppo frammentato della rete potrebbe incentivare maggiormente gli accumuli locali rispetto agli altri mercati.

Lo stato attuale di maturità tecnologica dei sistemi di accumulo è graficamente rappresentata in Figura 11.3. Da questa si può anche dedurre l'ambito di applicazione della tecnologia del sistema di accumulo più adatta a svolgere determinati servizi di rete, i quali possono essere qualitativamente suddivisi in servizi di energia e in servizi di potenza. A questo riguardo, la Figura 12.3 permette di valutare, con più dettaglio, ma comunque sempre a livello qualitativo, la tecnologia o le tecnologie che più si addicono allo svolgimento dei servizi di rete in funzione della potenza necessaria/disponibile e del tempo di scarica.

Dalla Figura 11.3 si desume che le tecnologie attualmente mature sono quelle dei sistemi di pompaggio e delle batterie al Pb-acido e quindi per queste non si prevedono ne significativi miglioramenti delle loro prestazioni ne ulteriori espansioni del loro utilizzo, almeno nell'area europea, visto il loro considerevole impatto ambientale. I sistemi CAES, le batterie NaS, ZEBRA, Li-ion, VRB, i volani ad alta velocità, i supercapacitori e gli SMES sono tecnicamente in fase di sviluppo e lo loro applicazioni sono per il momento limitate a pochi e/o piccoli impianti. Una loro diffusione su larga scala è prevista nel prossimo futuro se, così come sembra, i costi di questi sistemi subiranno un ribasso.

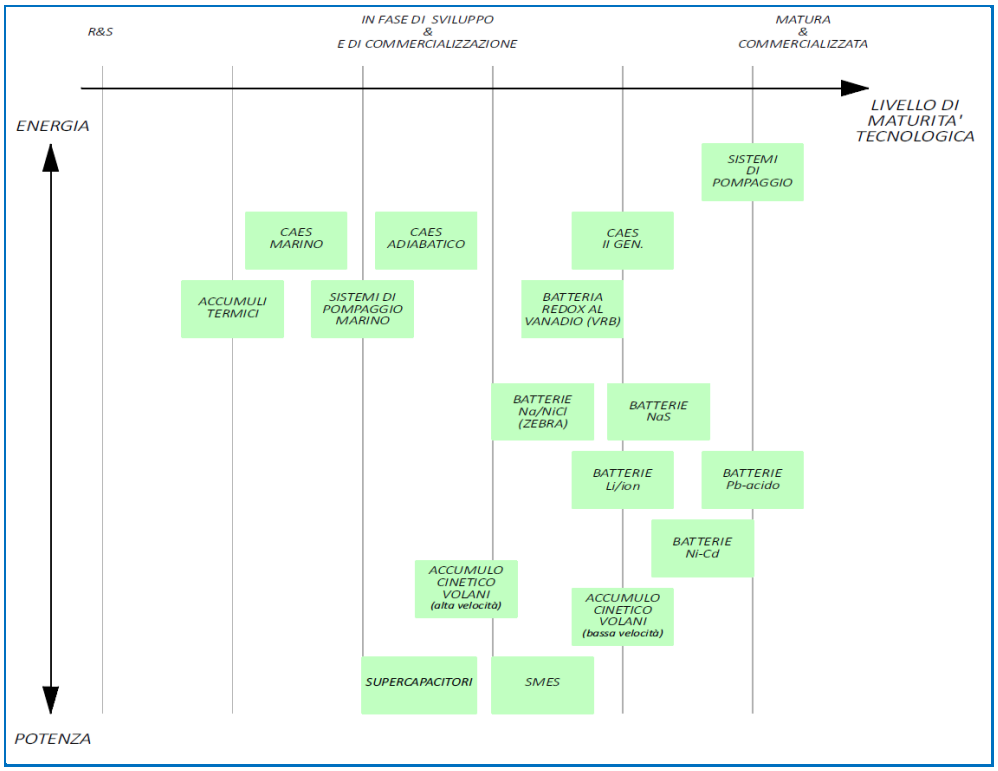


Figura 11.3. Livello di maturità tecnologica dei sistemi di accumulo (elaborazione [6])

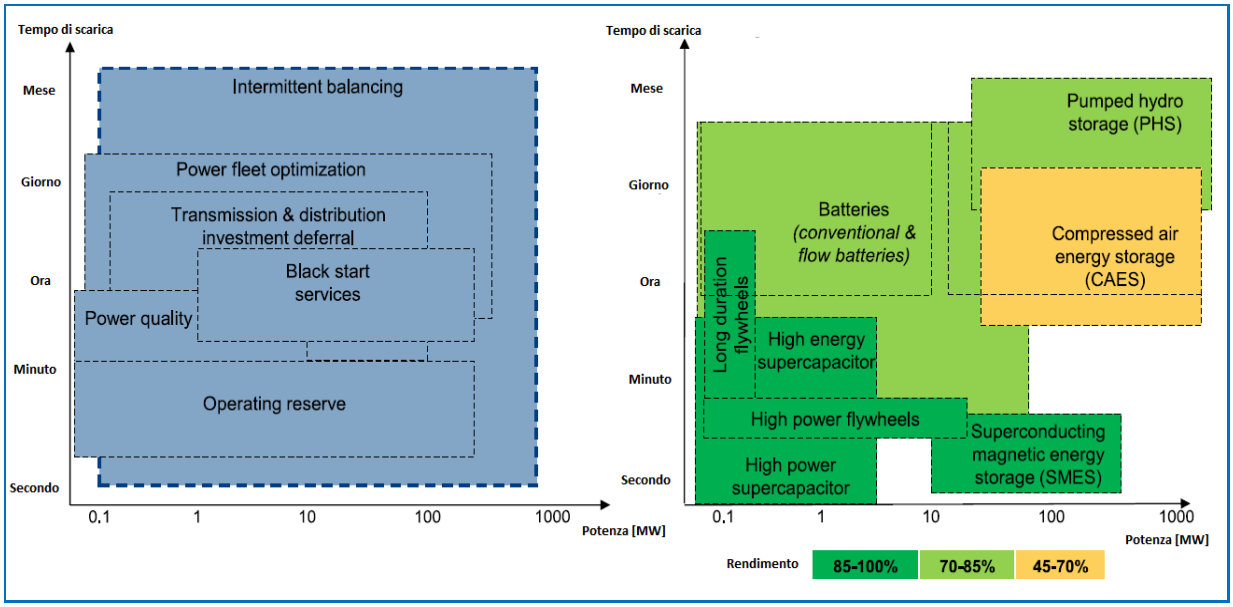


Figura 12.3. Grafici tipo di servizio alla rete e tecnologia SdA in funzione e della potenza [12]

Il diagramma di Ragone permette di raffrontare fra loro i sistemi di accumulo in termini di potenza specifica ed energia specifica (rapporto tra energia - potenza e massa - vedi Figura 13.3). Questo tipo di comparazione è interessante per i sistemi portatili, per cui la massa è una parametro critico, ma per i sistemi stazionari prevalgono gli aspetti legati alla vita attesa, ai costi dell'investimento, al numero e al rendimento dei cicli di lavoro.

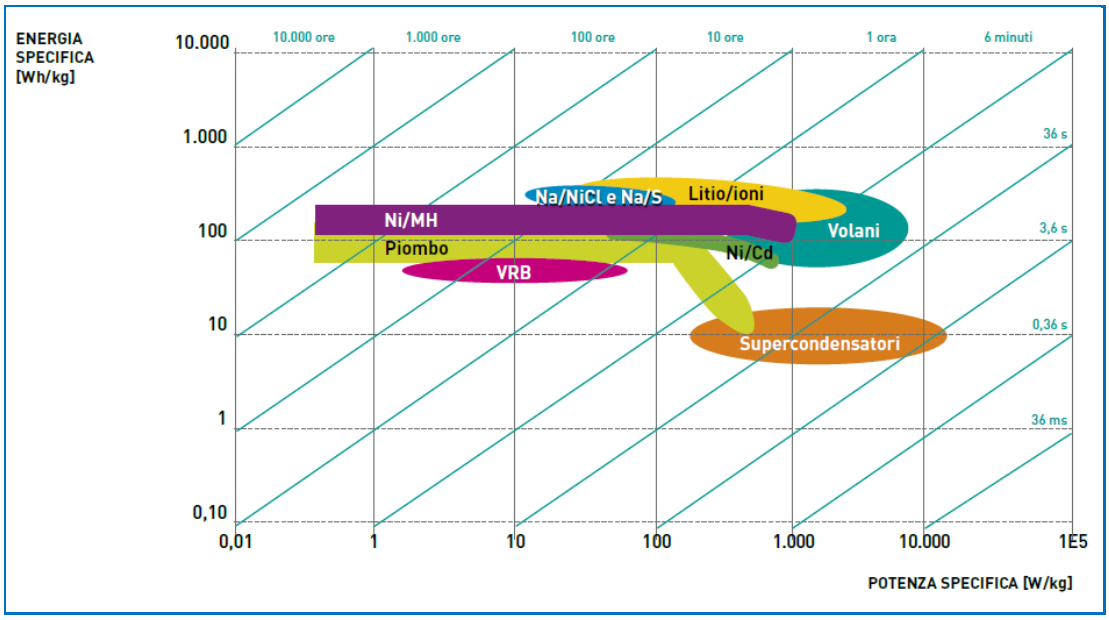


Figura 13.3. Diagramma di Ragone per alcuni sistemi di accumulo [9]

La Figura 14.3 riporta il grafico dei rendimenti dei cicli energetici di diversi sistemi di accumulo. Laddove sono richiesti servizi con un alto numero di cicli di carica/scarica il rendimento energetico ha una importanza fondamentale per ridurre il costo operativo del sistema. I sistemi a batterie a Li-ion, i supercondensatori, i volani e gli SMES sono quelli più promettenti da questo punto di vista.

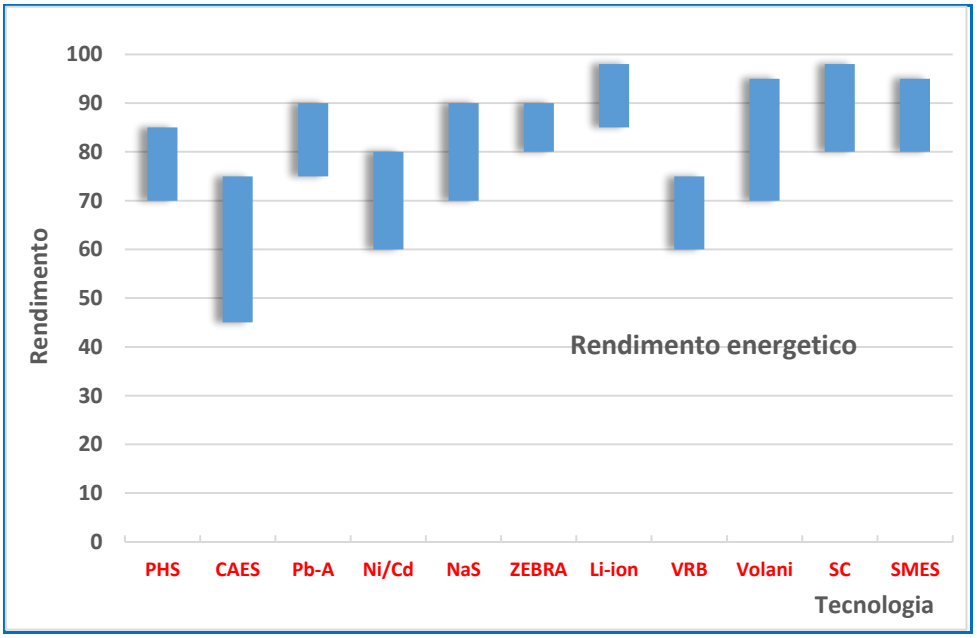


Figura 14.3. Rendimento energetico di vari sistemi di accumulo
(elaborazione [3], [9], [10], [12], [14])

L'efficienza energetica e il numero di cicli attesi sono due parametri importanti per la scelta ed il confronto fra i sistemi di accumulo, poiché condizionano significativamente i costi complessivi. Una bassa efficienza comporta un aumento dei costi energetici per ciclo, perché solamente una parte dell'energia immagazzinata può essere sfruttata e quindi va ad incidere pesantemente sui costi di esercizio. Un basso numero di cicli, invece, influisce sui costi di medio-lungo periodo, perché le unità di stoccaggio devono essere sostituite con frequenza più elevata. La Figura 15.3 riporta la distribuzione di alcuni sistemi di stoccaggio in funzione del numero di cicli attesi e dell'efficienza energetica del ciclo. Da questa si può intuire che i sistemi a supercapacitori, i volani e gli SMES ben si adattano ai servizi di Power Quality, mentre i sistemi CAES e PHS sono più indicati a servizi di Energy Management quali load levelling, time shifting, peak shaving, ecc.

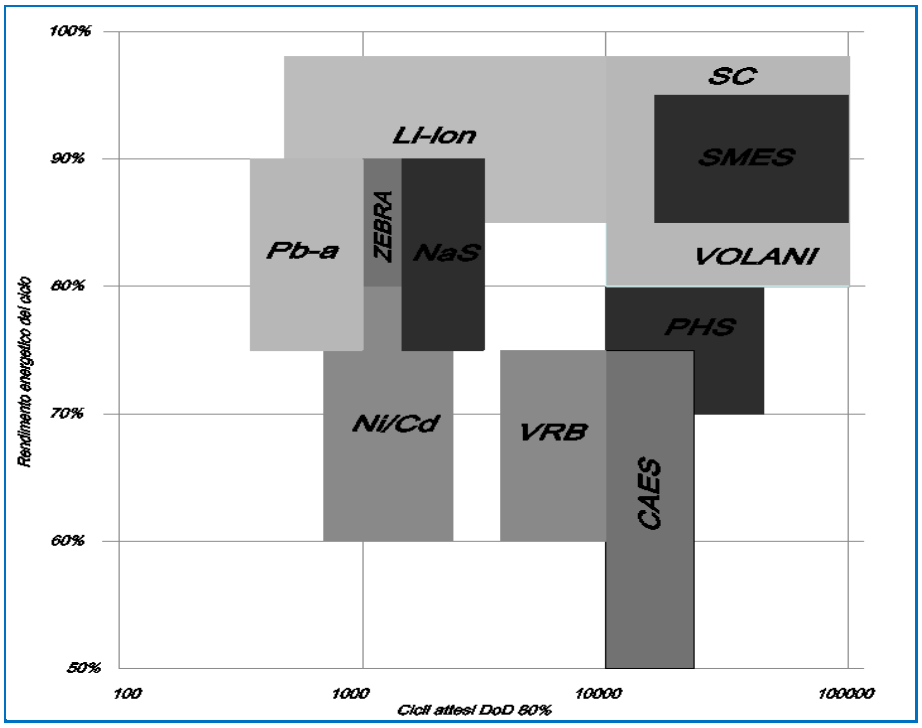


Figura 15.3. Distribuzione dei sistemi di stoccaggio in funzione del numero di cicli attesi e dell'efficienza energetica (elaborazione [3], [9], [10], [12], [14])

Il confronto dei costi di investimento tra i diversi sistemi di accumulo è ad oggi piuttosto arduo, essendo alcune tecnologie in piena fase di sviluppo e quindi con valori suscettibili di considerevoli variazioni. In letteratura si incontrano dei numeri piuttosto contrastanti e quindi è difficile ricavare dei dati aventi una certa fondatezza a cui si aggiunge la variabilità dei costi in funzione della tipologia di servizio svolto.

In linea generale, il costo di investimento di un sistema di accumulo è di tipo binomio i cui addendi sono legati alla potenza installata e all'energia accumulabile. Il costo quindi può essere espresso dalla seguente formula:

$$C_{ESS} = C_P P_D + C_E E_{ESS}$$

dove C_{ESS} è il costo totale dell'impianto in [€] o in [$], C_P è il costo unitario in potenza del sistema in [€/kW] o [$/kW], P_D è la potenza massima in fase di scarica in [kW], C_E è il costo unitario in energia espresso in [€/kW] o [$/kW] e E_{ESS} è l'energia immagazzinabile dal sistema di accumulo in [kWh].

I costi dei sistemi di accumulo sono dipendenti sia dalla potenza dell'impianto (in genere quella in fase di scarica) sia dall'energia accumulabile: il primo fattore discende dalla potenzialità del principio e/o apparecchiatura che determina la trasformazione di energia, mentre il secondo riguarda più propriamente l'accumulo di energia o, meglio, il suo immagazzinamento. Una indicazione schematica dei costi specifici dei vari sistemi è contenuta nella Figura 16.3 in cui viene rappresentata la distribuzione dei sistemi di accumulo in funzione dei costi per unità di potenza e di energia. La figura sopraccitata permette di individuare i campi di variazione dei costi delle diverse tecnologie sulla base della potenza e del tempo di scarica. Ad esempio, le batterie Pb-acido hanno un costo unitario in potenza relativamente basso, mentre il costo unitario in energia è nella media degli altri accumuli elettrochimici.

La Figura 16.3 fornisce interessanti ed utili indicazioni in merito ai costi di investimento, mentre non consente alcuna valutazione in merito al costo di utilizzo: quest'ultimo è definito come il costo per unità di energia scaricata per ciclo e quindi consente di valutare l'incidenza del costo per ciclo di lavoro. Questo dato ha una notevole importanza ai fini dell'analisi e della comparazione fra i vari sistemi di accumulo, soprattutto per le valutazioni di impianti con notevoli cicli di carica-scarica. La Figura 17.3 riproduce la distribuzione dei costi per ciclo di alcuni sistemi di accumulo; nella determinazione dei costi sono stati considerati la durata e l'efficienza del sistema, mentre per i sistemi in fase di sviluppo non sono comprese le spese di ricerca e le spese di O&M che al momento non sono valutabili con una certa affidabilità.

Va osservato che il costo per ciclo non è un criterio di confronto adatto per i servizi di energy management, perché l'immagazzinamento energetico ha una frequenza relativamente bassa e quindi i costi sono determinabili con una elevata incertezza.

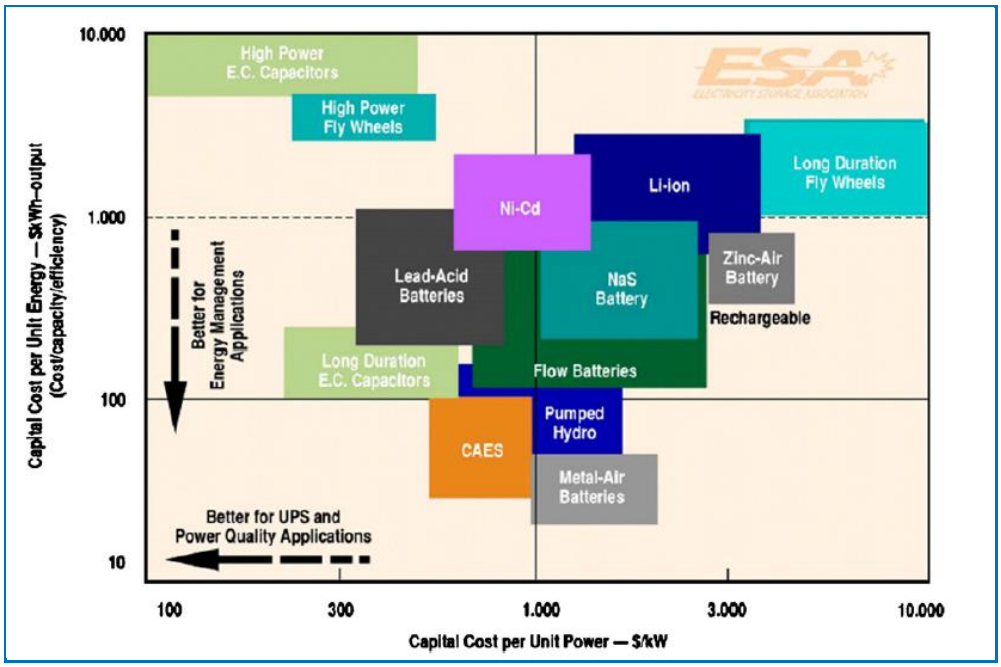


Figura 16.3. Distribuzione dei sistemi di stoccaggio in funzione dei costi unitari in potenza e in energia [14]

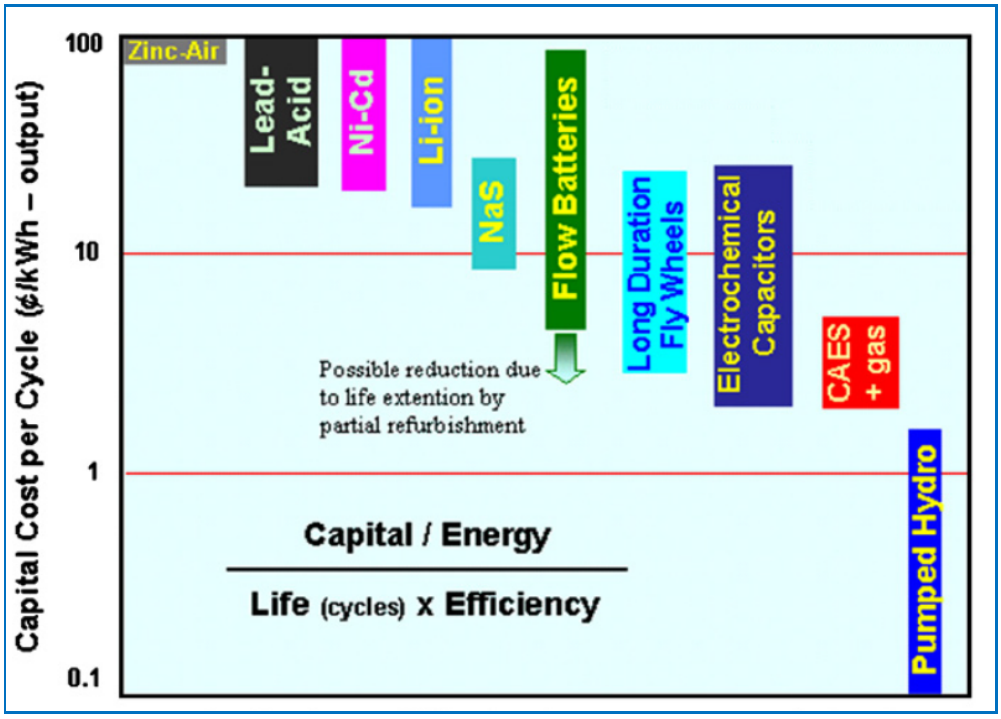


Figura 17.3. Costo per unità di energia scaricata per ciclo di vari sistemi di accumulo [14]

La Tabella 1.3 sintetizza i dati sulle prestazioni offerte dai sistemi di accumulo, nonché da alcune indicazioni di costo ricavate da alcuni riferimenti citati nella stessa didascalia.

SISTEMI DI ACCUMULO		Gamma di Potenza [MW]		Tempo di risposta	Densità energetica [Wh/kg]		Densità energetica [Wh/l]		Auto scarica [%/gg]	Tempi di scarica	Rendimento del ciclo		Vita attesa [anni]	Numero di cicli		Costi [$/kW]		Costi [$/kWh]		Costi [c$/kWh-ciclo]	
Sistemi di pompaggio	PHS	100	5000	minuti	0,2	2	0,2	2	~0	h - gg	70	85	40-60	10000	25000	600	2000	5	10	0,1	1,4
Sistemi ad aria compressa	CAES	5	300	minuti	30	60	2	6	~0	h - gg	45	75	20-40	10000	25000	400	800	2	50	2	4
Batterie al Pb - acido	Pb-A	0	20	secondi	30	50	50	80	0,03-0,3	min - h	75	90	5-15	500	1000	300	600	200	400	20	100
Batterie al Ni/Cd	Ni/Cd	4	40	secondi	20	50	20	110	0,06-0,6	min - h	60	80	10-20	800	3000	500	1500	800	1500	20	100
Batterie NaS	NaS	0	8	secondi	100	250	150	250	0,05-20	min - h	70	90	10-15	2500	4500	1000	3000	300	500	8	20
Batterie ZEBRA	ZEBRA	0	0,5	secondi	100	200	150	200	~15	min - h	80	90	10-15	1000	2500	150	300	100	200	5	100
Batterie ioni di Litio	Li-ion	0	0,1	secondi	75	200	200	500	0,1-0,3	min - h	85	98	5-15	2000	10000	1200	4000	600	2500	15	100
Batterie VRB	VRB	0	3	secondi	10	30	20	70	0,2	min - h	60	75	5-10	5000	10000	600	1500	150	1000	5	800
Volani	Volani	0	0,3	secondo	5	30	20	80	1,3-100	s - min	80	95	15	20000	1E+05	250	350	1000	5000	3	25
Supercondensatori	SC	0	0,3	secondo	0,5	5	2	10	20-40	s - min	85	98	5	10000	1E+05	100	300	300	2000	2	20
SMES	SMES	0	10	secondo	0,05	5	0,2	6	10-15	s - min	85	95	20	20000	1E+05	200	300	1000	10000	nd	nd

Tabella 1.3. Costo per unità di energia scaricata per ciclo di vari sistemi di accumulo (elaborazione [3], [9], [10], [12], [14])

Un ulteriore parametro che permette di confrontare economicamente fra loro i diversi sistemi di accumulo è il cosiddetto LCOE, cioè il *Levelized Cost of Energy*. LCOE, altrimenti chiamato LUEC (*Levelized Unit Electricity Cost*) o LEC (*Levelized Energy Cost*), è il prezzo a cui si dovrebbe vendere l'energia generata dal sistema di accumulo per coprire tutti i costi connessi alla sua costruzione e il suo esercizio (compresi gli oneri finanziari e le imposte) e ottenere un certo ritorno sul capitale investito. La valutazione dell'LCOE, oltre che dalla potenza installata e dalla capacità del sistema di accumulo, che come precedentemente indicato incidono direttamente sul costo dell'impianto, è dipendente anche dal tipo di servizio svolto nei confronti della rete, perché da questo discende la quantità di energia scaricata per ciclo, il numero di cicli annuo, il costo per la ricarica del sistema, il costo per la manutenzione, ecc. Quindi la valutazione dell'LCOE dei diversi sistemi di accumulo deve essere effettuata sulla base delle stesse ipotesi di potenzialità di impianto, delle stesse capacità di immagazzinamento e dello stesso tipo di servizio.

Uno studio dell'RSE (*Ricerca Sistema Energetico*, società del gruppo GSE SpA) ha determinato i LUEC di diversi sistemi di accumulo partendo dalle seguenti ipotesi:

- tipo di servizio: time-shift (discriminazione dell'acquisto e della vendita dell'energia in base all'andamento del prezzo dell'energia elettrica);
- funzionamento in generazione per 4 ore equivalenti a potenza massima al giorno;
- sistemi dimensionati per un funzionamento massimo di 6 ore eq./giorno;

- prezzo medio dell'energia elettrica acquistata pari a 45 €/MWh;
- per l'impianto di pompaggio si è considerata la realizzazione di un solo serbatoio, a monte o a valle di uno già esistente;
- per i CAES il costo del gas naturale è pari a 40 €/MWh;
- interessi, quote di capitale, imposte, inflazione, durata del debito, ammortamenti come da Tabella 2.3.

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	• 9% se vita tecnica ≥ 12 anni • incrementato per ammortare completamente nell'arco della vita tecnica, se quest'ultima è < 12 anni
Tasso di inflazione	2%

Tabella 2.3. Parametri per il calcolo del LUEC di diversi sistemi di accumulo [22]

Stante le ipotesi sopraindicate e fatte le considerazioni in merito alle caratteristiche di ogni singolo sistema di accumulo relativamente a rendimento energetico, a costo di investimento, a costo di O&M, al tempo di costruzione, alla vita attesa dell'impianto e al numero di cicli attesi lo studio dell'RSE ha generato i risultati esposti nella Tabella 3.3.

Dall'analisi della tabella appena citata, si deduce che i sistemi a pompaggio e i sistemi CAES sono, per il servizio tipo "Time Shift", abbondantemente più convenienti rispetto agli accumuli elettrochimici presi in considerazione. Fra quest'ultimi si rileva che le batterie NaS risultano essere le più economiche per questo specifico esercizio; al contrario, le batterie al Pb-acido sono le più costose per effetto della bassa vita attesa e dello scarso numero di cicli attesi (elevata frequenza di sostituzione delle batterie).

	Pompaggio puro	CAES cavità salina	CAES serbatoio esterno	Na/S	VRB	Na/NiCl	Li-ion	Pb/Acido
Rendimento [%]	80	65	65	85	70	90	95	80
Costi di investimento [M€/MW]	0,715	0,625	0,880	2,950	4,000	4,000	6,000	1,700
Costi di O&M [M€/MW/anno]	0,0054	0,0096	0,0096	0,06	0,1	0,06	0,05	0,06
Periodo di costruzione [anni]	5	3	3	1	1	1	1	1
Vita [no. cicli 80% DoD]	-	-	-	4500	10000	3000	4000	800
Vita [anni]	50	30	30	12	27	8	11	2
LUEC [€/MWh]	**120**	**121**	**142**	**389**	**433**	**603**	**703**	**832**

Tabella 3.3. LUEC di diversi sistemi di accumulo [22]

Un altro interessante riferimento in merito alla stima del LUEC dei sistemi di accumulo è il documento *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook* SANDIA REPORT SAND2015-1002 Febbraio 2015 [2]: qui le valutazioni sono svolte con lo stesso principio dello studio precedentemente considerato, ma suddivisi sulla base del tipo di servizio svolto rispetto la rete. Nelle figure seguenti si riassumono i risultati ottenuti da una elaborazione dei dati contenuti del documento sopracitato.

La Figura 18.3 riporta i LUEC di sistemi di accumulo per servizi di energy management, quali il time shifting e il differimento degli investimenti per nuovi impianti di generazione.

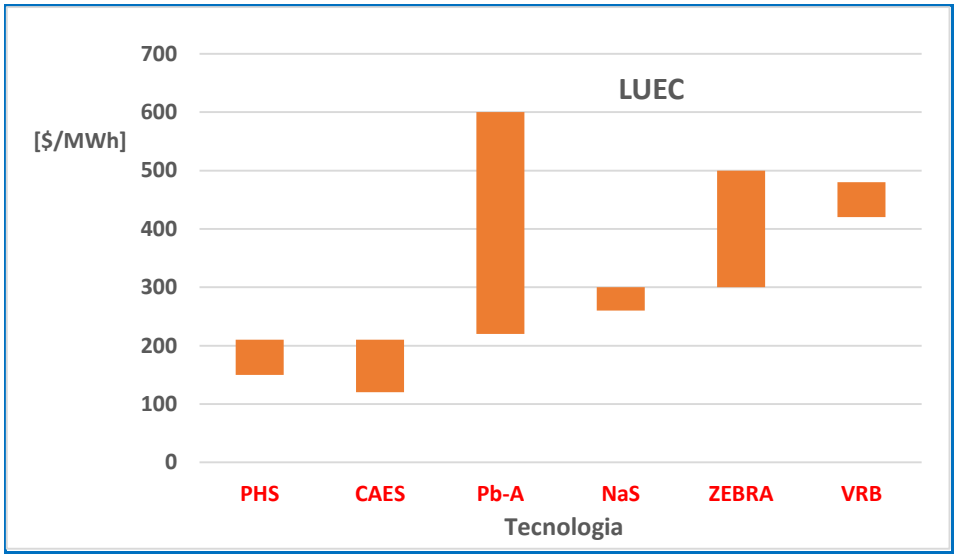


Figura 18.3. LUEC per servizio di Energy Management (elaborazione [1])

La Figura 19.3 rappresenta i LUEC dei sistemi di accumulo per servizi di Trasmissione e di Distribuzione, quali il differimento degli investimenti per nuove linee, la risoluzione delle congestioni e il supporto alla regolazione della tensione nei vari nodi della rete.

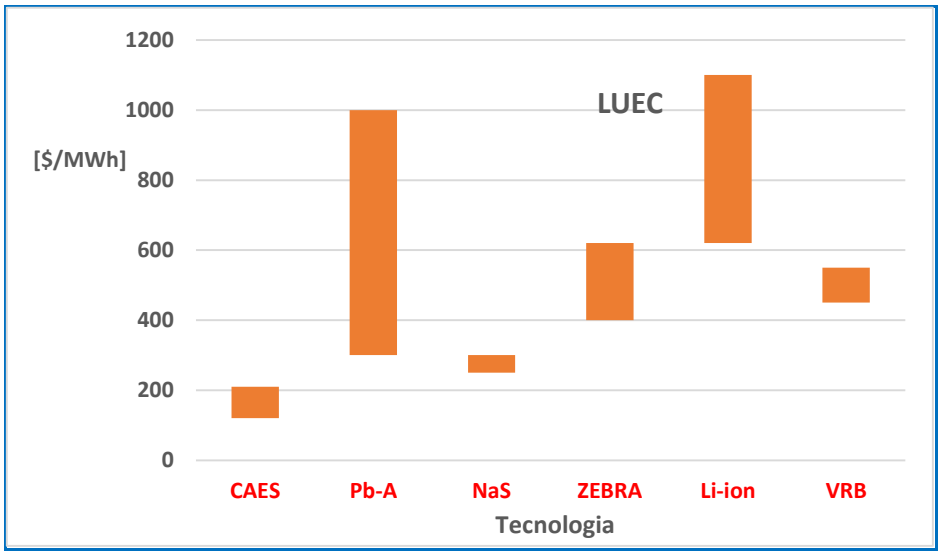


Figura 19.3. LUEC per servizio di supporto alla Trasmissione e alla Distribuzione (elaborazione [1])

La Figura 20.3 raffigura i LUEC di sistemi di accumulo utilizzati per i servizi ancillari, quali la regolazione della frequenza (regolazione primaria, secondaria e terziaria), la riserva fredda e la riserva "rotante" e il supporto al riavviamento del sistema a seguito di un collasso (Black Start).

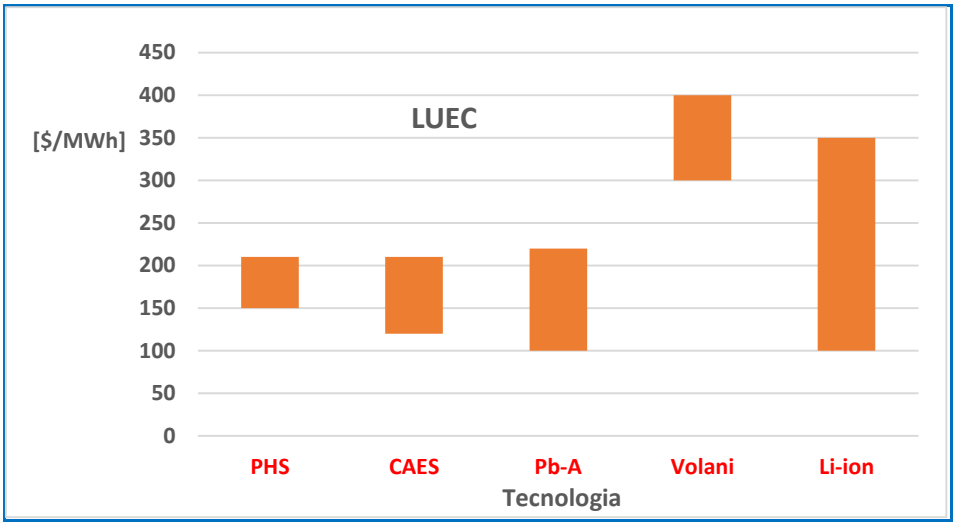


Figura 20.3. LUEC per i servizi ancillari (elaborazione [1])

Dall'analisi dei dati, dei grafici e delle tabelle soprariportate si possono estrarre alcune deduzioni essenziali per la scelta e confronto dei sistemi di accumulo. Per le applicazioni stazionarie di piccola potenza, l'autoscarica deve essere la più bassa possibile considerato che il costo per ciclo è relativamente elevato per queste gamme di potenza. Per queste applicazioni le batterie agli ioni di Litio sembrano essere, almeno per il prossimo futuro, la migliore alternativa tecnologica rispetto all'attuale utilizzo delle batterie al Pb-acido.

Per i sistemi di piccolissima potenza (dell'ordine di qualche kW) applicati in aree isolate, l'elemento decisivo è l'autonomia: la batteria al piombo sembra ad oggi avere il miglior compromesso tra prestazioni e costi. Le batterie agli ioni di Litio hanno migliori prestazioni, ma i costi sono per il momento ancora troppo elevati.

Per i sistemi più grandi (centinaia di 100 kW), alle batterie al Pb-acido sembrano subentrare le batterie NaS, le batterie Redox e quelle agli ioni di Litio. Queste purtroppo appaiono per il momento troppo costose, ma l'evoluzione a cui sono soggette potrebbe portarle in breve tempo ad una riduzione sensibile dei costi e quindi a renderle concorrenziali.

Per i servizi di energy management i sistemi a batterie Redox e i sistemi CAES sembrano essere i più promettenti per il campo delle medie potenze, mentre per le grandi potenze i sistemi a pompaggio non hanno, e presumibilmente non avranno nel prossimo futuro, dei degni rivali. Il loro svantaggio consta nel rilevante impatto ambientale e nella scala di potenza che richiede necessariamente grandi investimenti.

Per la Power Quality, le caratteristiche fondamentali sono la velocità di risposta nel rilascio di energia, la capacità di immagazzinamento (comunque limitata rispetto ai servizi di energy management), l'efficienza energetica e il numero di cicli attesi. Come detto precedentemente, i volani, i supercondensatori, i sistemi SMES e a seguire le batterie agli ioni di Litio, sono le tecnologie più adatte a svolgere questo tipo di servizio.

In prospettiva di una crescita della generazione diffusa e della penetrazione della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, i sistemi di accumulo occuperanno un posto di prim'ordine nella gestione strategica delle reti di trasmissione e di distribuzione e quindi è doveroso attendersi uno sviluppo energico in tempi medio-brevi. Le batterie al Litio sembrano quelle con il futuro più promettente sia in termini di prestazioni sia dal punto di vista del contenimento dei costi. Attualmente le batterie al piombo sono quelle che hanno ancora il miglior compromesso tra costi e prestazioni, ma risentono di una vita attesa e di un numero di cicli attesi molto bassi rispetto alle altre tecnologie e perciò il loro sviluppo sarà probabilmente limitato.

Sulla base dell'attuale sviluppo in materia di accumulo energetico, si può ragionevolmente prevedere che i sistemi a pompaggio rimarranno dominanti nel prossimo futuro nel campo dei servizi di energy management di grossa potenza. I sistemi CAES dovrebbero avere un sviluppo commerciale significativo soprattutto nei paesi con geologia favorevole.

Le batterie al piombo e al NiCd dovrebbero essere progressivamente sostituite da altre tecnologie elettrochimiche meno impattanti dal punto di vista ambientale e con prestazioni migliori. La batterie NaS, quelle a flusso e le stesse batterie agli ioni di Litio potranno trovare applicazioni nei servizi industriali e commerciali locali quali il peak shaving e il servizio di emergenza (UPS).

I volani, i supercondensatori e gli SMES dovrebbero suscitare un notevole interesse soprattutto nel campo della Power Quality e quindi è presumibile uno sviluppo delle loro prestazioni e un conseguente espansione commerciale.

Si riporta, infine, la Tabella 4.3 che consente di associare, in linea del tutto generale, la tecnologia di accumulo al tipo servizio di rete permettendo così di individuare le migliori alternative rispetto all'esercizio richiesto dal gestore della rete.

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

Tabella 4.3. Tecnologia di accumulo in funzione del servizio di rete [9]

4. Normative sui Sistemi di Accumulo

La diffusione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP), quali gli eolici e i fotovoltaici, e il contestuale passaggio da una gestione passiva ad una gestione attiva delle reti sta influenzando in modo determinate lo sviluppo del sistema elettrico nazionale. I fenomeni che si stanno registrando sono del tutto nuovi rispetto a qualche anno fa e riguardano il cambiamento del profilo dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima, l'aumentata complicazione nella risoluzione delle congestioni della rete e la diminuzione della porzione di carico soddisfatta dalle centrali addette al servizio di dispacciamento con conseguente maggior complessità di costituzione dei margini di riserva.

Come visto nei precedenti capitoli, i sistemi di accumulo ben si adattano alla soluzione dei problemi introdotti dalla espansione della produzione da FRNP e quindi si sta assistendo ad un notevole interesse per questi apparati che sta producendo, proprio in questi mesi, diverse normative in campo tecnico ed economico. Lo scopo del presente capitolo è quello di analizzarle e di strutturarle in modo organico al fine di renderle più comprensibili.

4.1. Le delibere 574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel dell'AEEGSI

La delibera 574/2014/R/eel dell'*Autorità dell'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico* (AEEGSI) ha dato inizio ad una fase esecutiva di regolamentazione dei sistemi di accumulo e definisce in modo univoco le regole per la loro connessione alla rete elettrica in alta, in media e in bassa tensione, le caratteristiche prestazionali, gli ambiti di applicazione sia in abbinamento ad impianti di produzione di energia che in assetto isolato.

La succitata delibera ha introdotto, ufficializzandone la terminologia e fornendo i relativi confini tecnici, alcune definizioni sui sistemi di accumulo, inseriti poi nel *Testo Integrato delle Connessioni Attive* (TICA), ha inoltrato diverse novità in materia normativa, nonché alcuni chiarimenti sull'utilizzo dei sistemi di accumulo in presenza di impianti incentivati e in regime amministrato. In particolare, la delibera ribadisce che un sistema di accumulo è da considerarsi a tutti gli effetti un impianto di produzione alimentato da fonti non rinnovabili e quindi soggetto all'erogazione del servizio di dispacciamento al pari delle altre unità di produzione presenti sulla rete. Comunque, in via transitoria e fino al completamento di valutazioni in merito alle modalità

di installazione e di utilizzo dei sistemi di accumulo, un'unità di produzione costituita da diversi gruppi di generazione tra cui almeno un sistema di accumulo, è considerata, ai fini della fornitura dei servizi di rete e di dispacciamento, una unità di produzione programmabile o non programmabile in funzione della tipologia degli altri gruppi di generazione che la costituiscono. Pertanto le unità di produzione FRNP mantengono per il momento una posizione di vantaggio, ai fini degli oneri di dispacciamento, rispetto ai gruppi di produzione programmabili scontando i costi legati alla previsione della producibilità e quelli dovuti allo sbilanciamento.

Ai fini del servizio di dispacciamento, la delibera 574/2014/R/eel distingue i casi di unità di produzione costituite da soli sistemi di accumulo da quelli di unità di produzione formate da gruppi di tipologia diversa e da almeno un sistema di accumulo. Lo schema normativo ha lo scopo di equiparare i sistemi di accumulo agli impianti di pompaggio, qualora essi costituiscano una unità di produzione autonoma, precisando nel contempo i vincoli sotto cui lo schema rimane valido anche nel funzionamento in assorbimento. Se invece, il sistema di accumulo è un gruppo di generazione che fa parte di una unità di generazione composta da altri gruppi di tipologia diversa, allora l'unità di produzione viene equiparata ad una unità programmabile ai fini delle immissioni, mentre in assorbimento viene equiparata alle unità di pompaggio se non condivide il punto di connessione con altre unità di consumo e se la connessione è in BT o MT (vedi Figura 1.4).

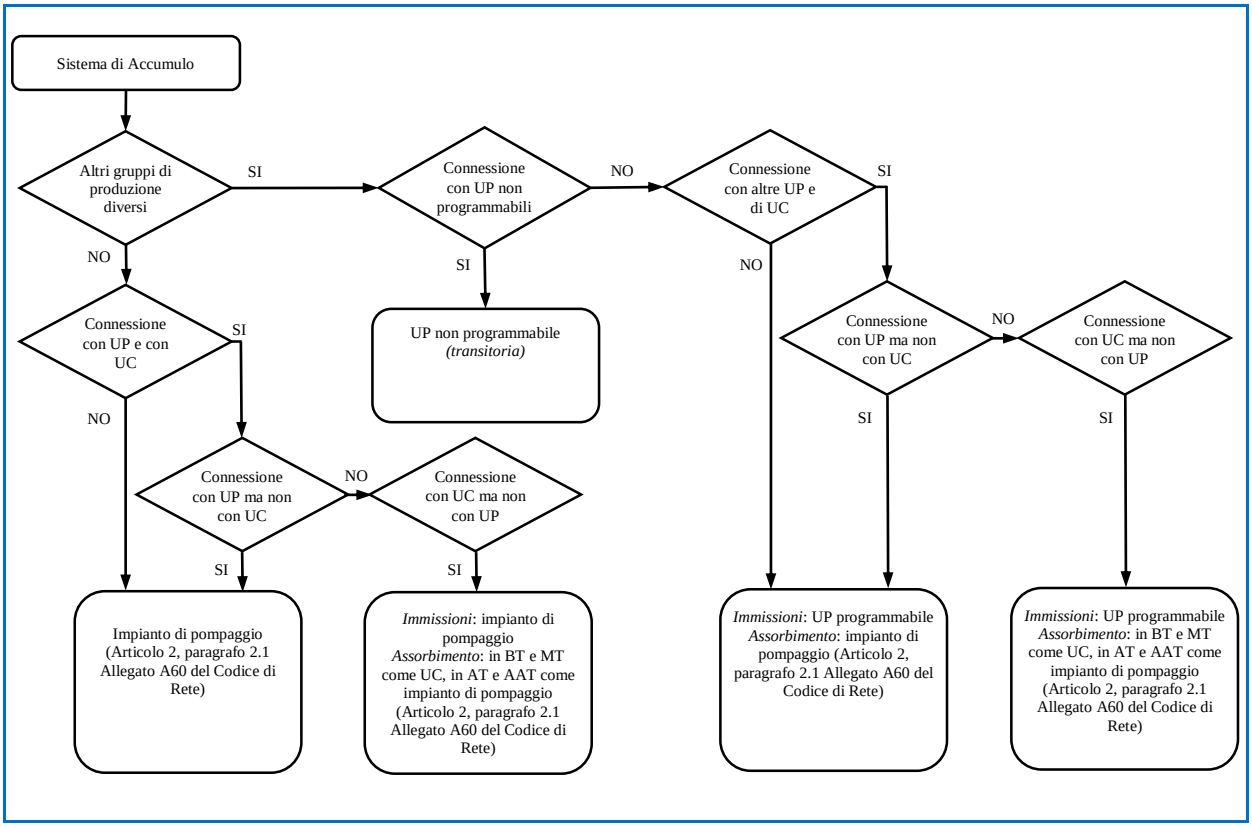


Figura 1.4. Schema logico per la definizione dell'erogazione del servizio di dispacciamento in presenza di sistemi di accumulo

La delibera chiarisce che nel caso di impianti fotovoltaici fino a 20 kWp in scambio sul posto che accedono agli incentivi di cui ai decreti interministeriali 28 Luglio 2005 e 6 Febbraio 2006 (Primo Conto Energia), l'installazione dei sistemi di accumulo non è operativamente compatibile con l'erogazione degli incentivi. Inoltre, gli SdA possono essere utilizzati anche per massimizzare l'autoconsumo sfruttando gli esoneri tariffari attualmente previsti nei casi dei *Sistemi Efficienti di Utenza* (SEU) e dei *Sistemi Esistenti Equivalenti ai Sistemi Efficienti di Utenza* (SEESEU), precisando così che l'installazione dei sistemi di accumulo è compatibile con la qualifica di SEU e SEESEU.

Successivamente alla delibera 574/2014/R/eel, è stata pubblicata la delibera 642/2014/R/eel che integra la precedente e fornisce ulteriori disposizioni riguardanti l'installazione e l'utilizzo dei sistemi di accumulo, nonché riporta alcuni chiarimenti inerenti l'applicazione delle ultime varianti delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 in vigore dal 18.12.2014. Il provvedimento specifica con maggior dettaglio la definizione di sistema di accumulo, precisando che i sistemi per i quali si applica la delibera dell'Autorità (e che quindi sono trattati come gruppi di produzione) sono quelli che possono in qualche modo alterare i profili di scambio con la rete elettrica (prelievo e immissione). Al fine di evitare errate interpretazioni, la delibera specifica che non rientrano nel campo di applicazione del presente quadro normativo i sistemi utilizzati in condizioni di emergenza (UPS) che entrano in funzione solo in corrispondenza dell'interruzione dell'alimentazione della rete elettrica per cause indipendenti dalla volontà del soggetto che ne ha la disponibilità.

In merito ai requisiti tecnici dei sistemi di accumulo come definiti e previsti dalle nuove varianti alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, la delibera ne prevede il rispetto da parte di tutti i sistemi per i quali è presentata la richiesta di connessione dal 21 Novembre 2014 (data di entrata in vigore della Delibera 574/2014/R/eel). Invece, le modalità di prova dei requisiti tecnici e le conseguenti certificazioni, previste per i sistemi di accumulo della Variante 1 alla terza edizione della Norma CEI 0-16 nella versione consolidata, sono obbligatorie per i sistemi di accumulo per i quali viene presentata richiesta di connessione dal 1 Settembre 2015. Nelle more dell'obbligatorietà delle nuove modalità di prova e delle nuove certificazioni, il richiedente deve allegare al regolamento di esercizio una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta, ai sensi del D.P.R. 445/00, dal costruttore del sistema di accumulo, la quale deve attestare che il sistema è conforme a quanto previsto dalla Variante 1 alla terza edizione della Norma CEI 0-16 nella versione consolidata.

Per gli impianti in BT, il richiedente la connessione, ai fini delle modalità di prova dei requisiti tecnici e delle conseguenti certificazioni, deve allegare al regolamento di esercizio una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta, ai sensi del D.P.R. 445/00, dal costruttore del sistema di accumulo che attesti che il medesimo sistema è conforme a quanto previsto dalla Variante 1 alla seconda edizione della Norma CEI 0-21 nella versione consolidata.

La delibera 642/2014/R/eel aggiunge che a riguardo dell'obbligatorietà dei ritardi nell'attivazione delle funzioni P(f) ("Limitazione della potenza attiva per transitori di sovrafrequenza originatisi sulla rete") e Q(V) ("Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica") siano rilasciate apposite certificazioni che contemplino e attestino il pieno rispetto della Variante alla Norma CEI 0-16 o della Variante alla Norma CEI 0-21. L'emissione delle certificazioni sono obbligatorie per gli impianti di produzione per i quali viene presentata richiesta di connessione dall'1 Settembre 2016, mentre, transitoriamente e per dar modo ai costruttori di adeguarsi alla nuova normativa, il richiedente, nel caso di richieste di connessione presentate a decorrere dall'1 Settembre 2015, è tenuto ad allegare al regolamento di esercizio una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta, ai sensi del D.P.R. 445/00, dal costruttore dell'inverter attestante che il dispositivo è conforme a quanto previsto dalla Variante alla Norma CEI 0-16 o dalla Variante alla Norma CEI 0-21.

Riassumendo:

- dal 1 Gennaio 2015 la connessione dei sistemi di accumulo è possibile fornendo un documento che attesti i requisiti tecnico-prestazionali con una dichiarazione sostitutiva di atto notorio secondo il DPR 445/00;
- l'applicazione dell'allegato Nbis della CEI 0-16, ovvero l'obbligatorietà di fornire i risultati dei test report sui requisiti prestazionali per le connessioni in AT e MT, sarà esecutiva per le richieste di connessione dal 1 Settembre 2015;
- non ci sono indicazioni relative all'allegato Bbis della CEI 0-21, dato che non è stato ancora pubblicato dal CEI.

4.2. Le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e loro varianti per i sistemi di accumulo. Servizi di rete

La delibera 574/2014/R/eel dell'AEEGSI è stato il primo provvedimento concernente le modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo ed inoltre ha provveduto a precisare le modalità di misura dell'energia elettrica per gli impianti incentivati e per gli impianti con prezzo dell'energia amministrato. La definizione sui servizi di rete obbligatori prestati dai sistemi di accumulo è stata demandata ad una successiva delibera, la 642/2014/R/eel, la quale è stata emanata in concomitanza all'uscita delle varianti alla Norma CEI 0-16 e della Norma CEI 0-21. Le varianti introducono alcune prescrizioni per i sistemi di accumulo affinché questi possano contribuire fattivamente alla sicurezza e alla gestione del sistema elettrico nazionale. Questi requisiti fanno riferimento alle fasi di avviamento, di sincronizzazione, di presa di carico e del regime di parallelo con rete (campo di funzionamento, curva di *capability* e servizi di rete).

Inoltre, la Variante alla Norma CEI 0-16 contiene le modalità di prova con le quali si attestano i requisiti tecnici dei sistemi di accumulo (Allegato Nbis) con il rilascio della relativa certificazione. Al contrario la variante alla Norma CEI 0-21 non riporta le specifiche delle prove

per l'attestazione dei sistemi di accumulo (Allegato Bbis) che saranno oggetto di altra variante della stessa norma.

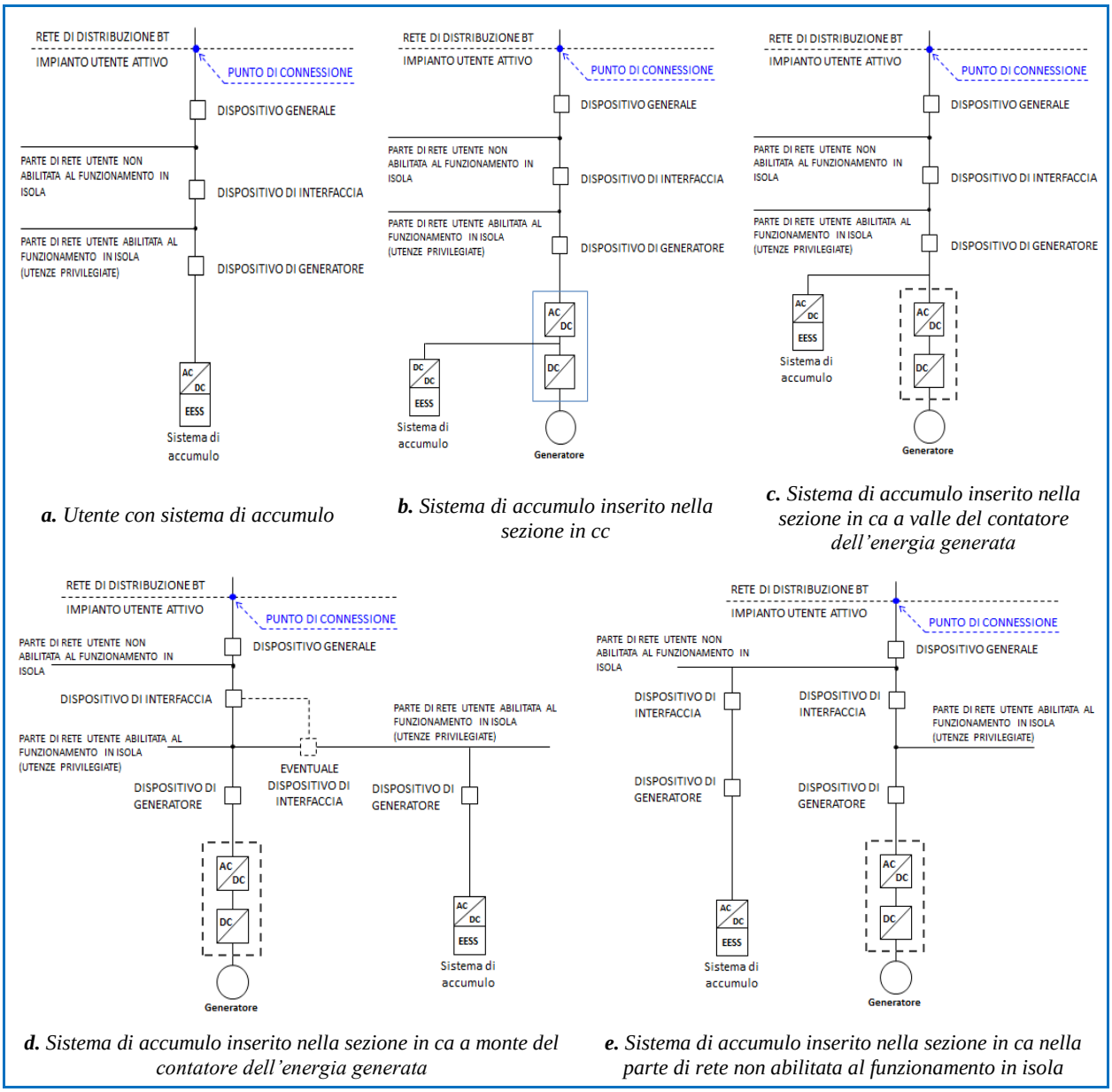
Il presente paragrafo ha lo scopo di mettere in luce le modifiche e le integrazioni significative introdotte con le nuove Varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e vuole fornire un quadro delle linee guida per l'inserzione dei sistemi di accumulo negli impianti di generazione.

Gli schemi di principio di inserimento dei sistemi di accumulo in un impianto di generazione connesso alla rete (AT, MT o BT) sono quelli riportati nella Figura 2.4. Il dispositivo di interfaccia addizionale (vedi posizione d. della stessa Figura 2.4) ha la funzione di gestire separatamente il sistema di accumulo dal generatore durante il funzionamento in isola. In questo caso, il DDI addizionale deve essere aperto dallo stesso comando di scatto proveniente dalla protezione di interfaccia presente nell'impianto.

Se il gruppo di generazione comprende un sistema di accumulo, le modalità di avviamento, di sincronizzazione e di presa di carico devono avvenire secondo le indicazioni riportate per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore che il sistema di accumulo utilizza per la connessione alla rete (generatore rotante asincrono o sincrono, connessione indiretta con inverter).

A prescindere dal punto di connessione, i servizi di rete che devono essere obbligatoriamente forniti dai sistemi di accumulo sono:

- insensibilità alle variazioni di tensione;
- regolazione della potenza attiva:
  - limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110% di U_n;
  - regolazione per transitorio di sovrafrequenza: il generatore deve essere in grado di interrompere, se in atto, la fase di scarica e consentire l'assorbimento di energia, compatibilmente con lo stato di carica del sistema;
  - regolazione per transitorio di sottofrequenza: il generatore deve essere in grado di interrompere, se in atto, la fase di carica e consentire l'erogazione di energia, compatibilmente con lo stato di carica del sistema;
- partecipazione al controllo della tensione;
- sostegno alla tensione durante un corto circuito (per impianti collegati in AT e MT secondo la norma CEI 0-16: attualmente allo studio);
- partecipazione ai piani di difesa (per impianti collegati in AT-MT CEI 0-16: la prescrizione si applica anche ai generatori statici di potenza maggiore o uguale a 100 kW).



a. *Utente con sistema di accumulo*

b. *Sistema di accumulo inserito nella sezione in cc*

c. *Sistema di accumulo inserito nella sezione in ca a valle del contatore dell'energia generata*

d. *Sistema di accumulo inserito nella sezione in ca a monte del contatore dell'energia generata*

e. *Sistema di accumulo inserito nella sezione in ca nella parte di rete non abilitata al funzionamento in isola*

Figura 2.4. Schemi di impianti con sistema di accumulo

Se il sistema di accumulo è collegato sulla parte in corrente alternata dell'impianto di generazione, allora lo si considera come un generatore indipendente ai fini delle prescrizioni dei servizi di rete, anche in presenza di generatori di tipologia diversa. Se invece, il sistema di accumulo è collegato sul DC bus di un inverter a cui fanno capo uno o più generatori di tipo diverso, allora l'insieme dei generatori e del sistema di accumulo viene considerato come un unico generatore, al quale compete la fornitura di servizi alla rete. Nel primo caso la potenza dell'impianto è pari alla somma dei singoli generatori, mentre nel secondo la potenza dell'insieme è quella dell'inverter che connette il sistema alla rete.

La definizione dei limiti di esercizio dei sistemi di accumulo ai fini della fornitura dei servizi di rete è stata precisata all'interno delle ultime Varianti alle norme CEI 0-21 e CEI 0-16 attraverso l'indicazione delle relative curve di *capability*. Per un sistema di accumulo

elettrochimico la curva di capability è data dalla combinazione della curva dell'inverter, un cerchio di raggio pari alla sua potenza nominale, eventualmente intersecato, nella parte superiore e/o inferiore, da due rette orizzontali le quali rappresentano la potenza massima in fase di carica (P_{CMAX}) e la potenza massima in fase di scarica (P_{SMAX}). Per i sistemi di accumulo, invece, che sono installati in impianti di generazione collegati alla rete BT, la capability è definita dalla combinazione delle curve di capability della batteria di accumulatori e dell'inverter, quest'ultima come quella indicata nella norma CEI 0-21 nella versione consolidata. Ciò genera un'area data da un triangolo-rettangolo eventualmente intersecato nella parte superiore e/o inferiore da rette che dipendono dalle potenze in fase di carica e di scarica. Naturalmente la parte inferiore è presente solo nel caso di convertitore bidirezionale (vedi Figura 3.4).

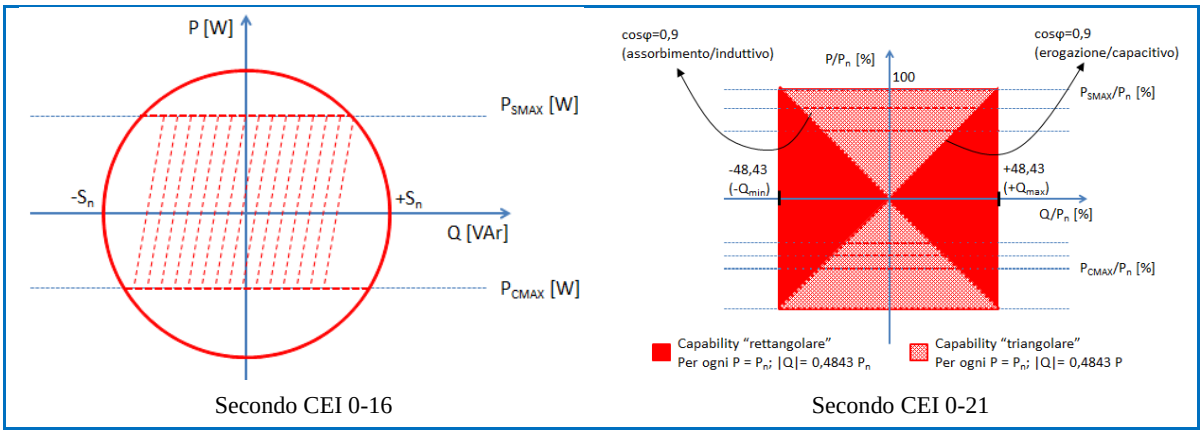


Figura 3.4. Capability risultante dalla combinazione di un accumulo elettrochimico con un convertitore bidirezionale per sistemi collegati in AT-MT (CEI 0-16) o in BT (CEI 0-21)

Un insieme costituito da uno o più generatori e uno o più sistemi di accumulo, collegati sul DC bus di un inverter, viene considerato, ai fini della sua capability verso la rete, come un unico generatore (vedi Figure 4.4, 5.4, 6.4).

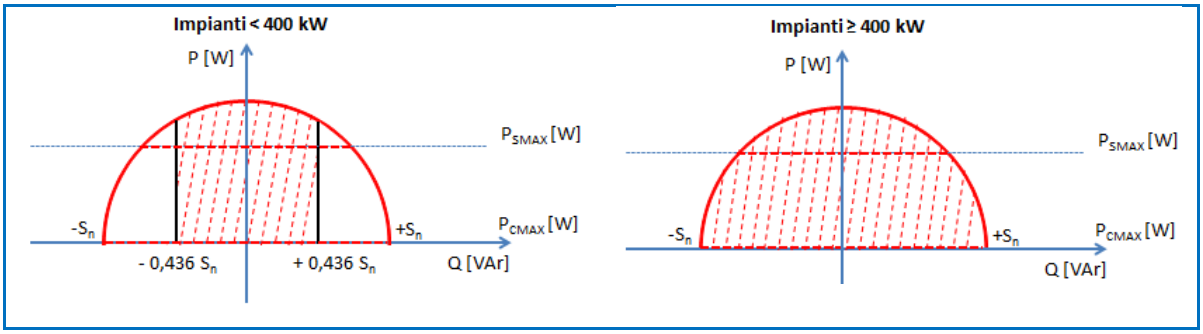


Figura 4.4. Capability batteria di accumulatori connessa sul DC bus con inverter: connessione rete AT-MT (CEI 0-16)

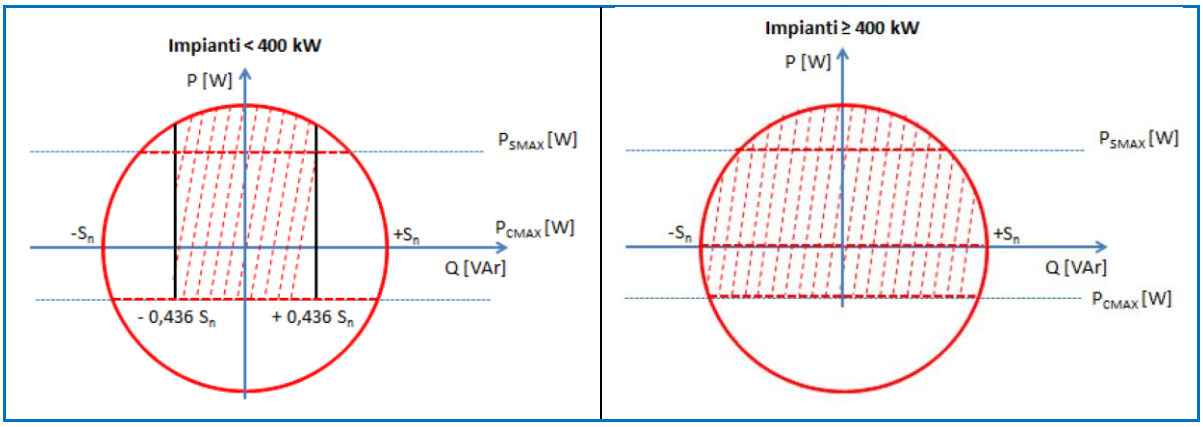


Figura 5.4. Capability batteria di accumulatori connessa sul DC bus con convertitore bidirezionale: connessione rete AT-MT (CEI 0-16)

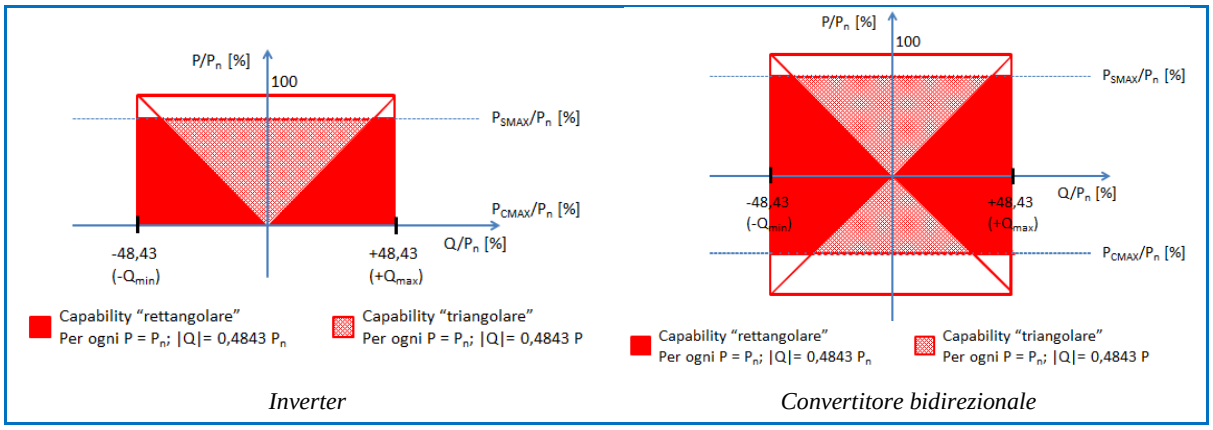


Figura 6.4. Capability di un sistema di accumulo collegato sul DC bus con inverter e con convertitore bidirezionale: connessione rete BT (CEI 0-21)

4.2.1. Insensibilità alle variazioni di tensione

L'insensibilità alle variazioni di tensione è una proprietà che è diventata rilevante con l'aumentare della penetrazione della generazione da FR. Infatti, un buco di tensione potrebbe provocare un eventuale distacco dei generatori connessi alla rete con la possibilità concreta di creare uno squilibrio tra la produzione e la domanda e, quindi, un sovraccarico delle unità di generazione restanti in servizio o perfino la disconnessione di parte della rete. Questo è tanto più vero quanto più aumenta l'incidenza della GD e quindi è un aspetto rilevante per la sicurezza del sistema elettrico. Infatti all'articolo 11 comma 3 lettera a. del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 05/05/2011 è indicato esplicitamente che gli inverter utilizzati in impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 01/01/2013 devono avere una determinata insensibilità ai rapidi abbassamenti di tensione.

Il Comitato Elettrotecnico Italiano nelle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 ha riportato le prescrizioni riguardanti l'insensibilità alle variazioni di tensione precisando che i requisiti contenuti nelle norme stesse si applicano ai generatori statici e agli impianti rotanti eolici con inverter. Per i generatori rotanti convenzionali, sincroni o asincroni, esso è parzialmente

soddisfatto in ragione della profondità e della durata del buco di tensione, del numero delle fasi coinvolte e dei limiti consentiti dalle norme di prodotto.

Come precisato nel paragrafo precedente, se il gruppo di generazione comprende un sistema di accumulo, allora quest'ultimo deve rispettare le prescrizioni per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore utilizzato per la connessione alla rete. Perciò se il sistema di accumulo utilizza un proprio convertitore per la connessione in rete oppure è connesso sul DC bus di altri gruppi di generazione allora deve rispettare le prescrizioni relative ai generatori statici, altrimenti deve rispettare le disposizioni per il corrispondente generatore con cui si connette in rete.

4.2.2. Regolazione e limitazione della potenza attiva

I sistemi di accumulo, rispetto agli altri tipi di generatori, garantiscono maggiori prestazioni per la regolazione della potenza attiva, poiché possono immettere o assorbire energia dalla rete in tempi molto rapidi e in modo continuo nel tempo, contribuendo così alla regolazione della frequenza a seguito di transitori originatisi sulla rete.

Le varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 stabiliscono che tutti i sistemi di accumulo, sia quelli facenti parte di altri gruppi di generazione sia quelli in configurazione autonoma, devono consentire non solo la limitazione della potenza, ma anche l'immissione/assorbimento di energia dalla rete nel caso di transitori di sottofrequenza/sovrafrequenza, con passaggio automatico dalla fase di scarica a quella di carica (e viceversa) compatibilmente con lo stato di carica del sistema stesso.

La limitazione della potenza attiva iniettata in rete può essere attuata:

- in modo automatico quando i valori di tensione sono prossimi sono al 110 % della tensione nominale U_n;
- in caso di transitori di frequenza originatisi sulla rete di trasmissione;
- su comando esterno proveniente dal Distributore.

4.2.2.1. Limitazione della potenza attiva per valori di tensione prossimi al 110 % di Un

La presenza dei generatori lungo le linee può determinare l'innalzamento della tensione nel punto di connessione oltre i valori consentiti dalle norme vigenti. A tal proposito, le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 prescrivono il distacco dei generatori dalla rete se la tensione ai nodi supera certi valori per taluni intervalli di tempo, nonché l'assorbimento di potenza reattiva per contribuire alla limitazione dei valori di tensione entro il 110% della tensione nominale. Se questi gruppi di generazione comprendono un sistema di accumulo, allora quest'ultimo deve rispettare le prescrizioni per la corrispondente tipologia di generatore/convertitore utilizzato per la connessione alla rete.

4.2.2.2. Regolazione della potenza attiva di un sistema di accumulo per transitori di sovra e sottofrequenza originatisi sulla rete

Le varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 hanno introdotto alcune prescrizioni riguardanti la regolazione della potenza attiva in caso di transitori di sovrafrequenza e di sottofrequenza per effetto di perturbazioni sulla rete, le quali stabiliscono che la variazione di potenza attiva generata o assorbita dal sistema di accumulo deve avvenire se la frequenza è superiore ad un valore di soglia regolabile tra i 50 e i 52 Hz (valore di default: 50,3 Hz) oppure è inferiore ad un valore di soglia regolabile tra i 47 e i 50 Hz (valore di default: 49,7 Hz). La funzione di regolazione della potenza attiva è ritardabile con un ritardo regolabile tra 0 e 1 s con step di 50 ms (valore di default: nessun ritardo intenzionale). Lo schema sulla quale si basa il funzionamento di regolazione della potenza attiva è indicato nella Figura 7.4.

L'area nella zona rettangolare centrale definisce i possibili punti di normale funzionamento del sistema di sistema di accumulo, se i valori di soglia di sottofrequenza e di sovrafrequenza sono quelli di default. Se la frequenza di rete esce dalla banda impostata, allora il sistema deve variare la propria potenza attiva fino al raggiungimento dei vertici del quadrilatero a seconda del superamento della soglia di sovrafrequenza o di sottofrequenza (vedi linee tratteggiate).

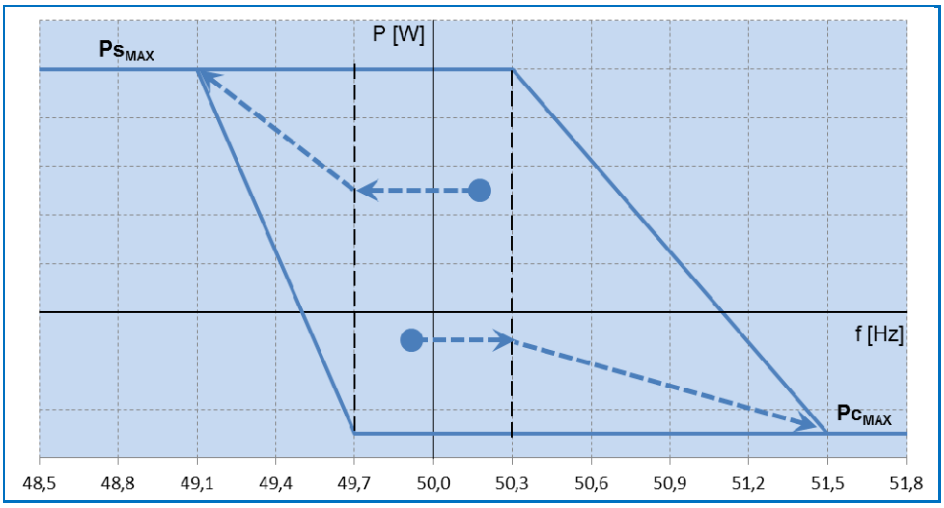


Figura 7.4. Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovrafrequenza e sottofrequenza

Al rientro dal transitorio di sovrafrequenza o di sottofrequenza, il sistema deve ritornare nelle condizioni normali mantenendo la medesima potenza (in carica o in scarica) fino al raggiungimento della frequenza di 50 Hz, come riportato nella Figura 8.4.

Al ritorno della frequenza nella banda 50 ± 0,1 Hz (regolazione di default) per un tempo minimo continuativo di 300 secondi, il sistema deve terminare il servizio di rete e ritornare nel suo funzionamento ordinario, cioè è libero di attuare le proprie modalità di funzionamento, sgravato dal fornire il servizio di rete. Questo ritorno deve essere effettuato in modo lineare e non a gradini, con un transitorio non inferiore a 300 s.

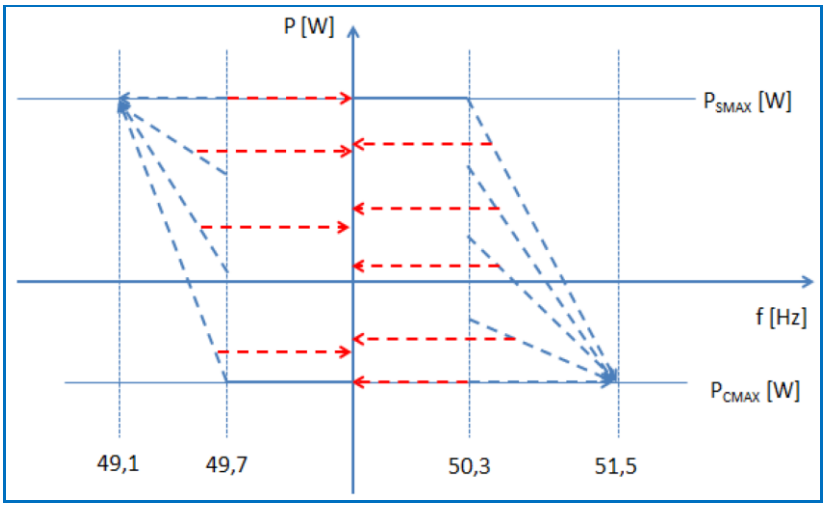


Figura 8.4. Rientro da condizioni di sovrafrequenza e di sottofrequenza

Se durante il transitorio di sovrafrequenza o di sottofrequenza o in quello di rientro alle condizioni di funzionamento ordinario, il sistema di accumulo non si trova nelle condizioni di proseguire nel regime di potenza attiva in cui è stato chiamato a lavorare (in pratica esce dall'intervallo 10%÷90% della *Capacità Utile del Sistema di accumulo* - CUS), allora il sistema deve terminare il servizio di rete e ritorna nel suo funzionamento ordinario. Il distacco e l'evoluzione verso lo stato conclusivo non deve essere attuato in modo brusco, ma con un azzeramento progressivo.

Lo statismo per la regolazione della potenza attiva può essere realizzato nei seguenti modi alternativi:

- *dinamico*: viene calcolata di volta in volta la retta passante per il punto di funzionamento del sistema (a 50,3 Hz) e il punto limite a P_{CMAX};
- *discreto*: viene definita una famiglia di curve (minimo 10) tra punti a diversi livelli di funzionamento e il punto limite a P_{CMAX}; il sistema di controllo, al raggiungimento della frequenza di 50,3 Hz, sceglie la curva di regolazione di potenza immediatamente inferiore a quella di funzionamento.

4.2.2.3. Regolazione della potenza attiva di un sistema di accumulo collegato al DC bus di un generatore fotovoltaico per transitori di sovrafrequenza e di sottofrequenza originatisi sulla rete

Come precisato dalle varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21, un insieme costituito da uno o più sistemi di accumulo e uno o più generatori di tipologia diversa, collegati sul bus DC di un inverter, viene considerato, ai fini della fornitura dei servizi di rete, come un unico generatore. A riguardo del servizio di rete per la regolazione della potenza attiva per transitori di sovrafrequenza e di sottofrequenza si distinguono i seguenti casi:

- *caso inverter*: un sistema di accumulo collegato su bus DC di un impianto di generazione interfacciato con la rete AC con inverter deve, al verificarsi di transitori di sovrafrequenza, comportarsi ai suoi morsetti AC come un impianto di generazione privo del sistema di accumulo. Quest'ultimo deve ridurre la sua potenza attiva secondo lo schema prescritto per l'impianto di generazione complessivo, che funziona ad una potenza uguale alla somma di quella fornita dal generatore e di quella fornita dal sistema di accumulo. Nei transitori di sottofrequenza, il sistema di accumulo deve inserire la fase di scarica così da contribuire, insieme al generatore, all'immissione di potenza sulla rete fino al raggiungimento della potenza massima dell'inverter in scarica e al più pari a P_{SMAX}.
- *caso convertitore bidirezionale*: nel caso di convertitore bidirezionale, l'insieme generatore e sistema di accumulo viene considerato come unico sistema e quindi è tenuto a fornire i servizi di rete aggiuntivi, al pari di quelli di un sistema di accumulo: durante i transitori di sovrafrequenza e di sottofrequenza il gruppo di generazione deve rispettivamente assorbire e erogare potenza nei limiti consentiti dalle macchine.

Ad esempio le prescrizioni di regolazione durante i transitori di sovrafrequenza e di sottofrequenza di un sistema di accumulo, basato su tecnologia elettrochimica e collegato al bus DC di un generatore fotovoltaico, sono descritte dalla Figura 9.4 e dalla Figura 10.4, nelle quali con P_{NINV} si intende la potenza nominale dell'inverter o del convertitore bidirezionale, che in generale è superiore alla massima potenza di scarica e di carica del sistema di accumulo. La Figura 10.4 si riferisce al caso generale di un sistema di accumulo con potenza di carica inferiore rispetto alla potenza di scarica.

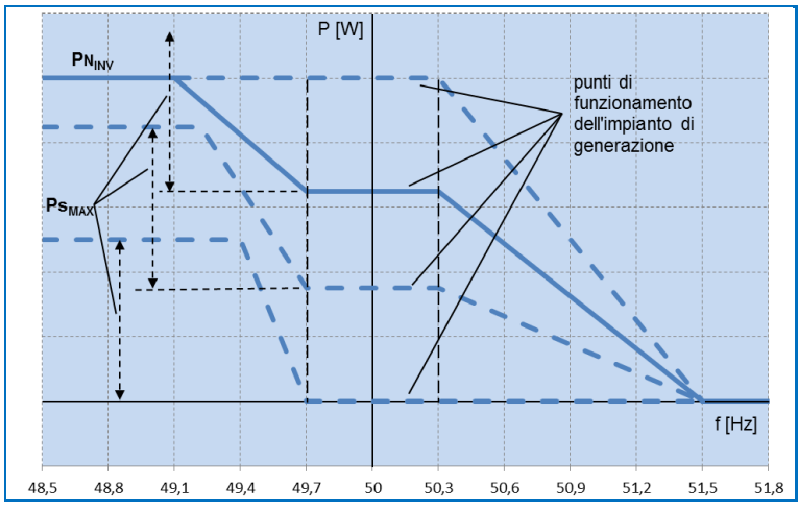


Figura 9.4. Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovrafrequenza e di sottofrequenza Caso inverter

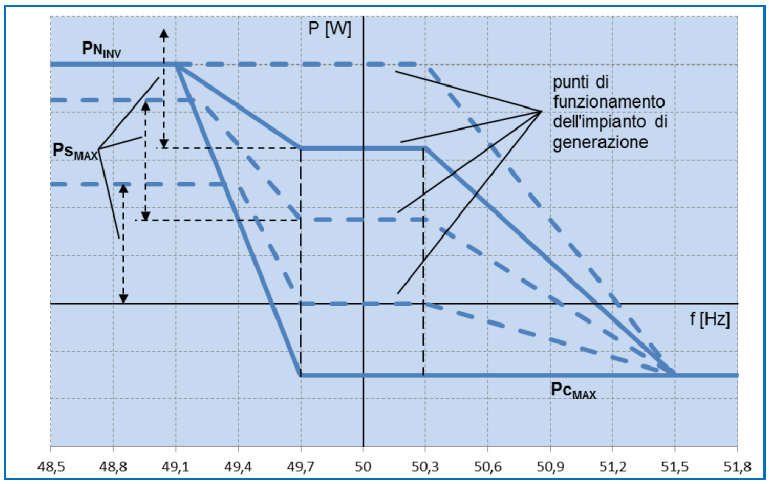


Figura 10.4. Regolazione della potenza attiva in condizioni di sovrafrequenza e di sottofrequenza Caso convertitore bidirezionale

4.2.3. Partecipazione al controllo della tensione

L'immissione di potenza attiva lungo le linee di BT e di MT provoca una alterazione del profilo della tensione rispetto a quello che si verifica con una rete passiva. In particolare, se la potenza immessa è relativamente elevata rispetto al carico assorbito dalla linea (ad esempio massima produzione da fonti rinnovabili e carico minimo, tipico dei giorni soleggiati festivi) potrebbero verificarsi degli innalzamenti della tensione ai nodi di connessione dei generatori molto pericolosi per le apparecchiature collegate. Questo effetto può inficiare negativamente sulla qualità della tensione i cui valori, in ogni nodo della rete, devono rientrare in quelli stabiliti dalla Norma CEI EN 50160. Tale Norma prescrive che la media del valore efficace della tensione calcolata su un intervallo di tempo di 10 min non possa superare il 110 % di U_n.

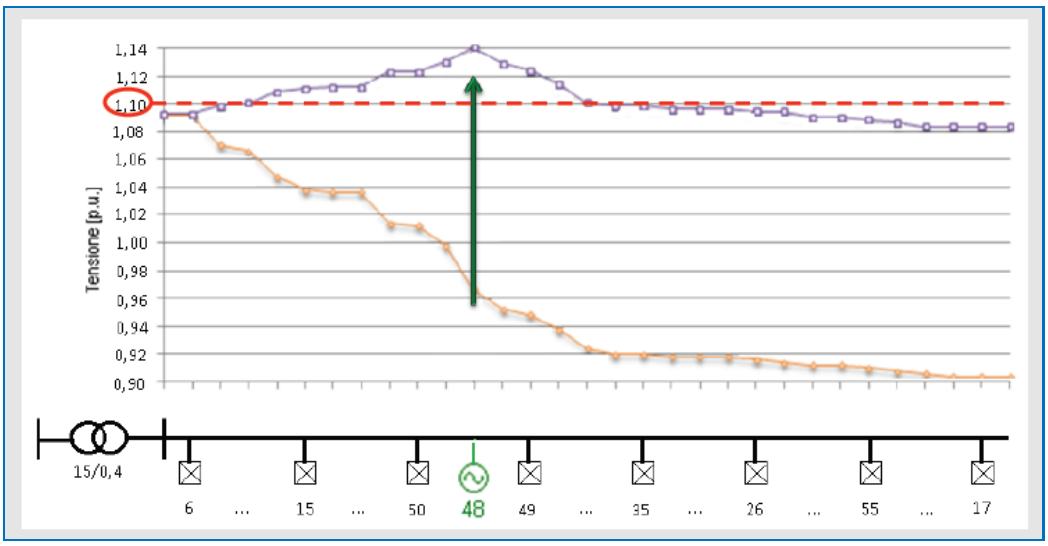


Figura 11.4. Profilo della tensione ai nodi con rete passiva e con rete attiva con GD [51]

Al fine di compensare l'effetto dell'innalzamento, in modo da mantenere la tensione entro i limiti individuati dalle norme, è necessario che i generatori siano in grado di limitare l'immissione di potenza attiva e/o di scambiare potenza reattiva con la rete. A tal proposito, le norme CEI 0-16 e CEI 0-21 prescrivono l'obbligatorietà per tutti i generatori alla partecipazione al controllo della tensione, essendo questo un servizio di rete fondamentale. Pertanto anche i sistemi di accumulo, indipendentemente dalla loro configurazione impiantistica, devono rispettare le disposizioni contenute nelle suddette norme.

La gestione del controllo della tensione prevede due modalità indipendenti da loro, le quali operano secondo principi diversi. La prima modalità è una vera e propria protezione che prevede il distacco del generatore nel caso la tensione al nodo di connessione sia, per un dato intervallo di tempo, oltre una determinata soglia: la funzione è attuata dal *Sistema di Protezione di Interfaccia* (SPI), attraverso un relè di massima tensione (ANSI 59), il quale comanda lo sgancio del *Dispositivo Di Interfaccia* (DDI), separando così il generatore dalla rete. Questo determina una diminuzione della potenza attiva immessa e, di conseguenza, una riduzione della tensione sul nodo. La seconda modalità di gestione prevede la possibilità di regolare la potenza reattiva immessa dai generatori: questa funzione può essere richiesta dal Distributore al fine di regolare la tensione sulla rete secondo le esigenze di esercizio. Questa regolazione può essere messa in atto da una logica di comando locale (obbligatoria per tutti i generatori di potenza superiore a 3kW) e anche da una logica centralizzata (obbligatoria per tutti i generatori di potenza superiore a 6kW).

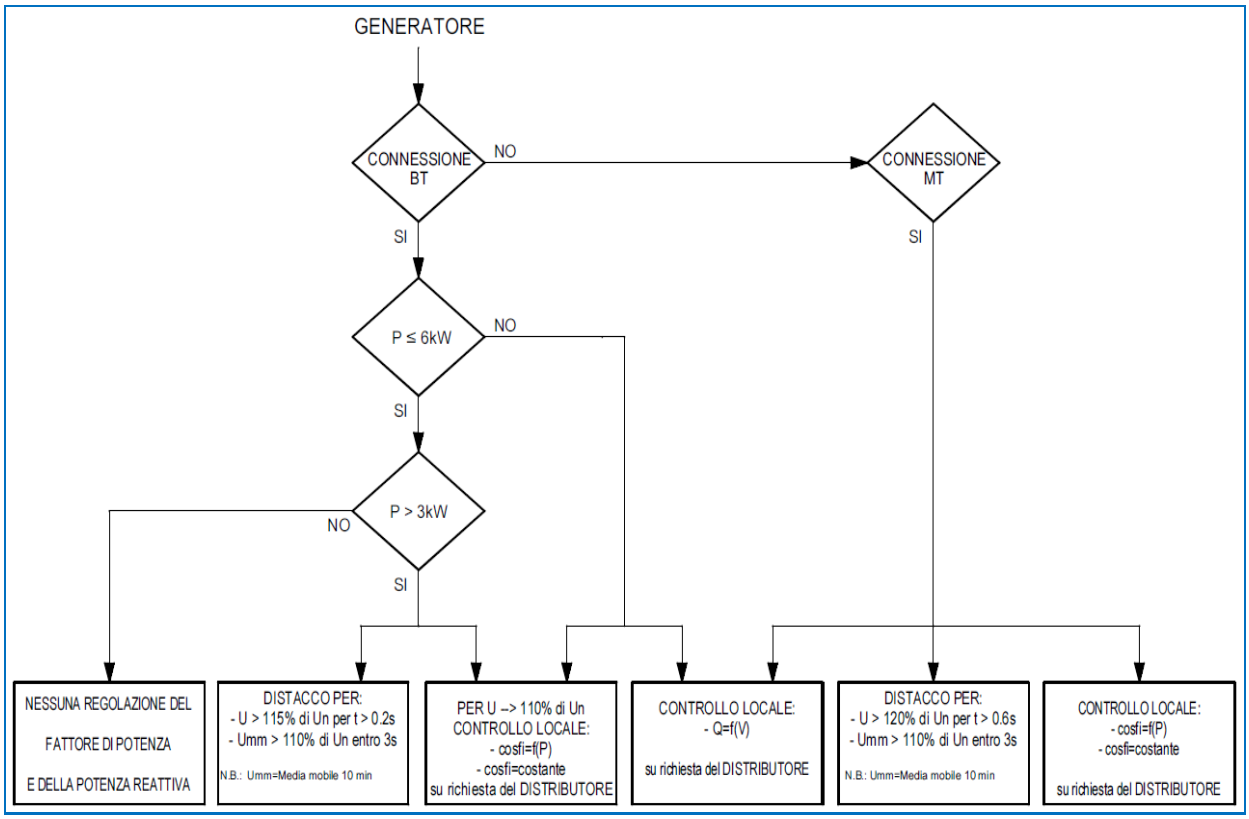


Figura 12.4. Schema logico per la partecipazione al controllo della tensione dei generatori collegati alla rete

La gestione della regolazione della tensione dei generatori connessi alla rete avviene secondo lo schema logico riportato nella Figura 12.4.

4.2.3.1 Erogazione automatica di potenza reattiva secondo una curva caratteristica cosφ=f(P)

Tutti gli impianti di generazione di potenza complessiva superiore a 3 kW, connessi alla rete tramite uno o più inverter, devono partecipare al controllo della tensione per la limitazione delle sovratensioni/sottotensioni causate dai generatori stessi a seguito della immissione di potenza attiva.

Il profilo della tensione dipende sia dalla potenza attiva immessa/assorbita ai nodi della rete sia dalle caratteristiche di quest'ultima e quindi il Distributore può richiedere, ad ogni generatore facente parte della rete, la partecipazione al controllo della tensione attraverso l'erogazione/assorbimento di potenza reattiva, purché vengano rispettati i limiti della curva di capability dei convertitori.

A tal fine gli inverter devono operare sulla base di una logica automatica locale, integrata nel sistema di controllo, secondo uno dei seguenti metodi alternativi (vedi Figura 13.4):

- secondo una curva caratteristica cosφ= f(P);
- ad un cosφ fisso ed impostabile (fino al limite massimo di capability).

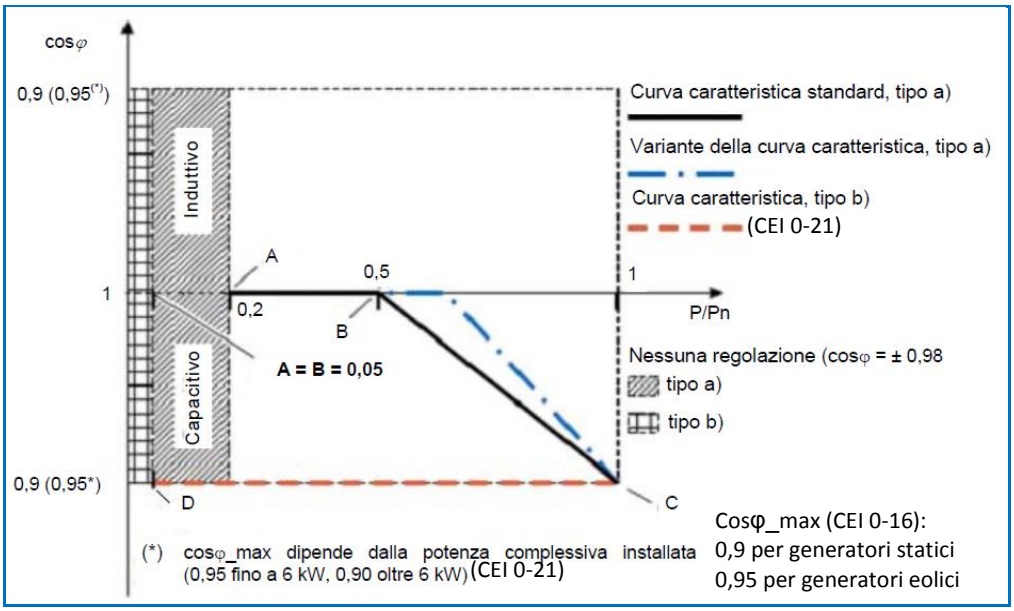


Figura 13.4. Curva caratteristica standard cosφ = f(P) e varianti, definite su tre punti

4.2.3.2. Erogazione/assorbimento automatico di potenza reattiva secondo una curva caratteristica Q = f(V)

In aggiunta a quanto previsto nel precedente paragrafo gli inverter in impianti di potenza complessiva superiore a 6 kW devono consentire anche la erogazione/assorbimento di potenza reattiva secondo funzioni di regolazione in logica locale basate sul valore della tensione di rete misurata ai morsetti di uscita, secondo la curva caratteristica Q = f(V) di Figura 14.4.

Tale regolazione presuppone un funzionamento del generatore in punti interni alla propria capability P-Q rettangolare e quindi adatto solo per inverter con potenza complessiva superiore a 6 kW. La prescrizione per la regolazione della potenza reattiva viene comunicata dal Distributore contestualmente alla concessione dell'autorizzazione di allacciamento.

Il parametro k delle curve caratteristiche standard Q=f(V) è richiesto solo per i sistemi di accumulo di tipo elettrochimico: il relativo valore può essere scelto dall'operatore di rete oppure, in subordine, dall'utente ed è variabile tra -1 e 1.

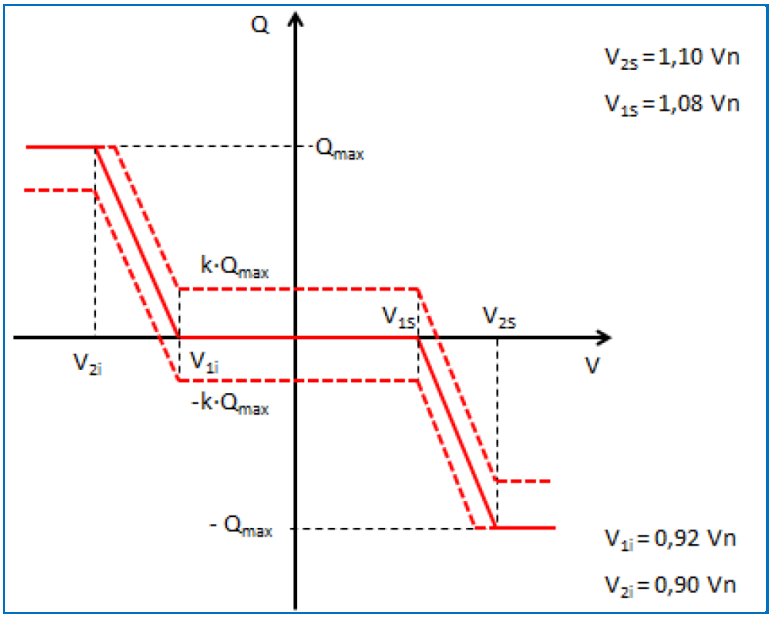


Figura 14.4. Curve caratteristiche standard Q = f(V)

4.2.3.3. Regolazione centralizzata

La regolazione centralizzata invia un opportuno segnale di livello di potenza reattiva da erogare, secondo un set-point definito e a mezzo di un segnale esterno, da parte delle unità di GD nei limiti delle proprie capability. In presenza di una regolazione centralizzata, le eventuali regolazioni locali vengono disattivate.

4.2.4 Partecipazione ai piani di difesa

La prescrizione si applica ai generatori eolici e statici di potenza maggiore o uguale a 100 kW. Quindi se i sistemi di accumulo sono accoppiati a generatori eolici oppure costituiscono unità autonome di potenza maggiore di 100kW devono rispettare tale disposizione. Su richiesta del Distributore deve essere consentito il servizio di teledistacco con riduzione parziale o totale della produzione per mezzo di telesegnali inviati da un centro remoto.

Le modalità di teledistacco possono essere di tipo pianificato (modalità lenta) o con intervento immediato (modalità rapida). La prima modalità è prevista per gestire situazioni di sovratensione, insufficiente capacità regolante o congestioni sulla rete primaria altrimenti non risolvibili. La seconda per risolvere eventi di rete a dinamica rapida (controllo della frequenza ed azioni preventive per evitare rischi di instabilità della rete).

4.3. Schemi di connessione per la misura dell'energia elettrica di Utenti attivi con sistema di accumulo

A seconda della necessità di misurare l'energia prodotta dai generatori e/o quella scambiata dal sistema di accumulo, si devono osservare gli schemi di principio riportati nelle varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 (vedi Figura 15.4).

Rispetto ad un impianto di produzione, il sistema di accumulo può essere connesso:

- nella parte di impianto in corrente continua;
- nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione dell'impianto di generazione;
- nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione dell'impianto di generazione.

4.4. Prove sui sistemi di accumulo

Le delibere dell'AEEGSI 574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel stabiliscono che i requisiti tecnici indicati nelle varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 devono essere obbligatoriamente rispettati dai sistemi di accumulo per i quali è stata presentata richiesta di connessione dal 21 novembre 2014 e cioè dalla data di entrata in vigore della stessa delibera 574/2014/R/eel.

Il rispetto dei requisiti tecnici deve essere attestato dall'esercente l'impianto attraverso una certificazione che, in via transitoria, può consistere in una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta, ai sensi del D.P.R. 445/00, dal costruttore del sistema di accumulo il quale garantisce che il sistema è conforme a quanto previsto dalla variante alla relativa norma. Dal 1 settembre 2015, invece, diventa obbligatoria la certificazione, redatta da un laboratorio accreditato o da un suo delegato, dei requisiti tecnici secondo le prove riportate nell'Allegato Nbis della

variante alla norma CEI 0-16. La variante alla norma CEI 0-21 non contiene le prescrizioni riguardanti le prove di certificazione dei sistemi di accumulo che saranno presumibilmente oggetto di una successiva emissione e quindi, transitoriamente e fino alla nuova variante, continua a valere il sistema della dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà del costruttore del sistema di accumulo.

Le prove e le certificazioni obbligatorie alle quali il sistema di accumulo deve essere sottoposto sono:

- misure per la qualità della tensione;
- campo di funzionamento in tensione e frequenza;
- condizioni di sincronizzazione e presa di carico;
- requisiti costruttivi circa lo scambio di potenza reattiva;
- requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: verifica della limitazione della potenza attiva in logica locale, per tensioni prossime al 110%V_n;
- requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: verifica della riduzione automatica della potenza attiva in presenza di transitori di sovrafrequenza sulla rete;
- requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: verifica dell'incremento automatico della potenza attiva in presenza di transitori di sottofrequenza sulla rete;
- requisiti costruttivi circa la regolazione di potenza attiva: verifica della regolazione della potenza attiva su comando esterno proveniente dal Distributore;
- insensibilità agli abbassamenti di tensione (VFRT capability);
- insensibilità alle richiusure automatiche in discordanza di fase.

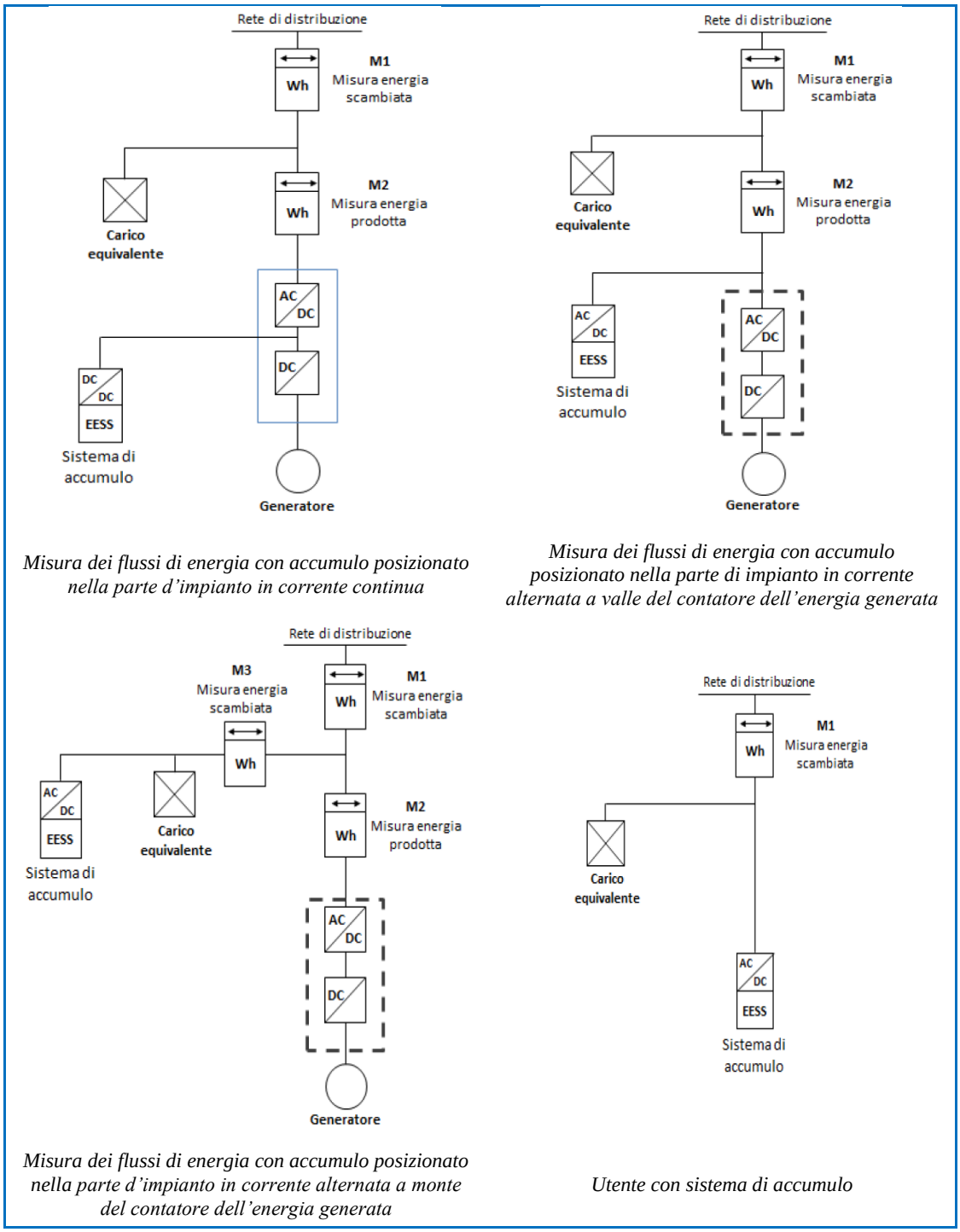


Figura 15.4. Schemi di principio per la misura dell'energia in impianti con sistemi di accumulo

5. Funzionamento del Mercato Elettrico e formazione del prezzo dell'energia elettrica

Per aumentare la redditività di un impianto eolico abbinato ad un sistema di accumulo utilizzando la strategia del time shifting locale è essenziale conoscere, oltre alla produttività dello stesso impianto, anche l'andamento del prezzo dell'energia elettrica sul mercato. La formazione del prezzo dipende da diverse variabili tra le quali la struttura del mercato (monopolio, concorrenziale, oligopolio), le politiche fiscali, le politiche ambientali, le politiche di sicurezza e di strategia nazionale in materia energetica e, non da ultimo, l'organizzazione della contrattazione, cioè il modo con cui si fa incontrare la domanda e l'offerta di energia elettrica.

A seguito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla liberalizzazione dell'energia elettrica (96/92/CE), nel 1999 è nato il *Mercato Elettrico* con lo scopo di promuovere la competizione nelle attività della produzione e di vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, attraverso la creazione di una "piazza del mercato" e di favorire la massima trasparenza ed efficienza dell'attività di dispacciamento, quest'ultima svolta in monopolio naturale dalla Terna S.p.A.

Naturalmente la nascita del mercato elettrico ha rimodellato completamente il precedente sistema organizzato di fatto su un monopolio dell'ENEL e molti produttori e consumers hanno partecipato a questa trasformazione che negli anni ha portato alla creazione di una borsa elettrica.

Lo scopo di questo capitolo è quello di chiarire il modello di organizzazione e di gestione del mercato dell'energia elettrica al fine di comprendere quali possono essere le determinanti che influiscono sulla creazione del prezzo.

5.1. L'organizzazione del sistema elettrico

I principali soggetti che concorrono al funzionamento del sistema elettrico sono:

- il *Ministero dello Sviluppo Economico* (MSE) che definisce gli indirizzi strategici ed operativi per garantire la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale;

- l'*Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico* (AEEGSI), garante della promozione della concorrenza e dell'efficienza nei settori dell'energia elettrica e del gas, con funzioni di regolazione e controllo;
- la Terna S.p.A., che gestisce la rete di trasmissione nazionale e i flussi di energia elettrica attraverso il dispacciamento, bilanciando, cioè, l'offerta e la domanda di energia 365 giorni l'anno, 24 ore al giorno;
- il *Gestore dei Servizi Energetici* (GSE), una holding pubblica che sostiene lo sviluppo delle fonti rinnovabili mediante la gestione e l'erogazione dei relativi meccanismi di incentivazione;
- l'*Acquirente Unico* (AU), a cui è affidato il ruolo di garante della fornitura dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di maggiore tutela e di salvaguardia;
- il *Gestore dei Mercati Energetici* (GME), che organizza e gestisce il mercato energetico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori.

Il sistema elettrico nazionale è un sistema a rete organizzato affinché l'energia elettrica richiesta da ogni utente venga fornita con tempestività e con caratteristiche di qualità standardizzate e adatte al consumo. In questo contesto devono coesistere e coordinarsi tre attività fondamentali:

- la *produzione*;
- la *trasmissione*;
- la *distribuzione*.

Queste attività sono distinte tra loro e sono svolte da soggetti diversi. La *produzione* di energia elettrica prevede la trasformazione nelle centrali elettriche delle fonti primarie di energia in elettricità. La *trasmissione* permette il trasporto dell'energia elettrica dalle centrali di produzione ai centri di consumo: la rete di interconnessione, lo scheletro del sistema elettrico, consente il trasporto fisico dell'energia a cui è associata quella attività chiamata *dispacciamento* che permette di ripartire correttamente l'energia tra le varie ramificazioni rispettando i vincoli di tempo, di quantità e di tenuta della struttura. L'ultima attività è rappresentata dalla *distribuzione* che consiste nella consegna dell'energia elettrica in media tensione e in bassa tensione agli utenti finali.

I vincoli che devono essere rispettati con l'attività di dispacciamento sono:

- la richiesta di un bilanciamento istantaneo e continuo tra la quantità di energia immessa e quella prelevata dalla rete, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione;
- il mantenimento della frequenza e della tensione all'interno di una certa banda, per assicurare una certa qualità dell'energia elettrica e per tutelare la sicurezza degli impianti;
- la necessità che i parametri di funzionamento di ogni singolo ramo della rete non superino i limiti massimi ammessi.

Il superamento dei limiti di funzionamento possono determinare degli sganci, anche temporanei, di parti della rete e quindi a una mutazione della stessa magliatura: se nella nuova configurazione si vengono a creare delle condizioni per cui non può essere garantito il bilanciamento tra la produzione e il consumo, allora si possono innescare degli stati di crisi del sistema con possibile collasso.

Per evitare il collasso si deve gestire il sistema affinché in ogni possibile condizione vengano rispettati i vincoli della rete, cioè devono essere intraprese delle attività che consentono di governare il sistema tenendo conto che:

- la domanda è variabile, inelastica e irrazionale: la richiesta di energia sulla rete esibisce una variabilità di breve periodo (oraria) e di medio periodo (settimanale e stagionale);
- l'energia elettrica non può essere immagazzinata in quantità significativa e quindi deve essere prodotta nello stesso istante in cui viene richiesta;
- i flussi di energia devono essere ripartiti tra i rami della rete per evitare congestioni e per mantenere la tensione ai nodi entro una banda stabilita;
- i rami del sistema di trasmissione devono essere eserciti entro i limiti massimi di funzionamento.

Da ciò si rileva la necessità di un coordinatore centrale in grado di garantire il funzionamento del sistema e dotato di potere di controllo su tutti gli impianti di produzione facenti parte del sistema stesso. Questi, chiamato *dispacciatore*, rappresenta il nucleo del sistema elettrico ed ha il compito di assicurare il funzionamento sotto ogni condizione, in modo da garantire la sicurezza, la continuità di servizio e lo standard di qualità della fornitura. Il dispacciatore deve garantire, istante per istante, l'uguaglianza tra la produzione e il consumo di energia elettrica mantenendo la frequenza e la tensione entro le loro bande di tolleranza.

Per assicurare il funzionamento del sistema elettrico in condizioni di sicurezza e garantire la continuità e la qualità del servizio, il *Transmission System Operator* (TSO) o dispacciatore, acquisisce, istante per istante, tutti i dati relativi allo stato del sistema e mette in atto le opportune azioni regolatrici sulla base di tre fasi di lavoro:

- *fase di programmazione*: elaborazione dei piani di esercizio sulla base delle previsioni della domanda di carico nazionale e della disponibilità della produzione, individuazione dei livelli di produzione, definizione della configurazione ottimale di funzionamento della rete e quantificazione della riserva di potenza;
- *fase di controllo in tempo reale*: analisi istantanea dello stato del sistema elettrico, al fine di intervenire sulla produzione della potenza attiva e reattiva e sull'assetto della rete per ottimizzare il servizio, ripristinare gli eventuali disservizi, controllare le emergenze e coordinare le manovre per lavori;

- *fase di analisi dell'esercizio*: elaborazione delle statistiche dei dati di esercizio e analisi del funzionamento del sistema di produzione e trasmissione, al fine di raccogliere utili indicazioni per l'ottimizzazione dell'esercizio stesso.

Il sistema elettrico, inoltre, è suddiviso in sottoreti di trasmissione, definite *zone*, per le quali esistono, ai fini della sicurezza, dei limiti fisici di transito dell'energia con le corrispondenti zone confinanti. Tali limiti di transito sono determinati sulla base di un modello di calcolo basato sul bilancio tra generazione elettrica e consumi. Il sistema elettrico è quindi articolato in zone in cui può sussistere una autonomia di funzionamento determinata dal bilancio tra produzione e consumo zonale e per le quali sono istituiti dei mercati di scambio zonali: le zone sono degli aggregati di zone geografiche e/o virtuali per le quali esiste un mercato di scambio che genera un proprio prezzo dell'energia elettrica chiamato *prezzo zonale*.

La rete di trasmissione nazionale è interconnessa con l'estero attraverso diverse linee: con la Francia, con la Svizzera, con l'Austria, con la Slovenia e un cavo in corrente continua con la Grecia. Altri collegamenti sono quelli in corrente continua con la Sardegna, uno dei quali tramite la Corsica, e quello in corrente alternata tra Sardegna e Corsica.

La conformazione di tali zone è funzionale alla gestione di Terna e si possono sintetizzare in (vedi Figure 1.5 e 2.5):

- 6 zone geografiche: Centro – Nord, Nord, Centro – Sud, Sud, Sicilia, Sardegna;
- 8 zone virtuali estere: Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, BSP, Corsica, Corsica AC, Grecia;
- 4 zone virtuali nazionali che rappresentano poli di produzione limitata, ovvero zone costituite da sole unità di produzione, la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla potenza installata delle unità stesse.

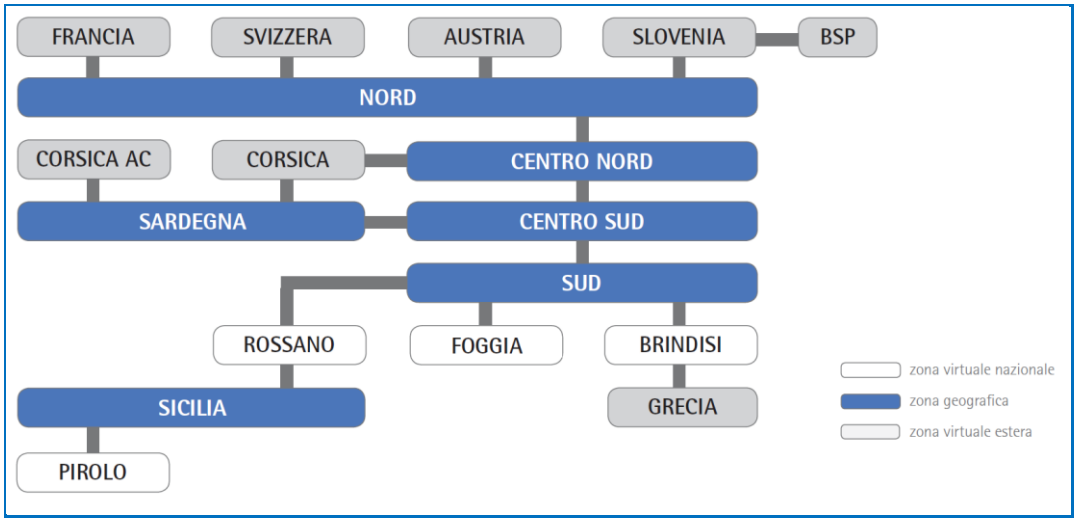


Figura 1.5. Suddivisione in zone geografiche e virtuali del sistema di trasmissione nazionale [18]

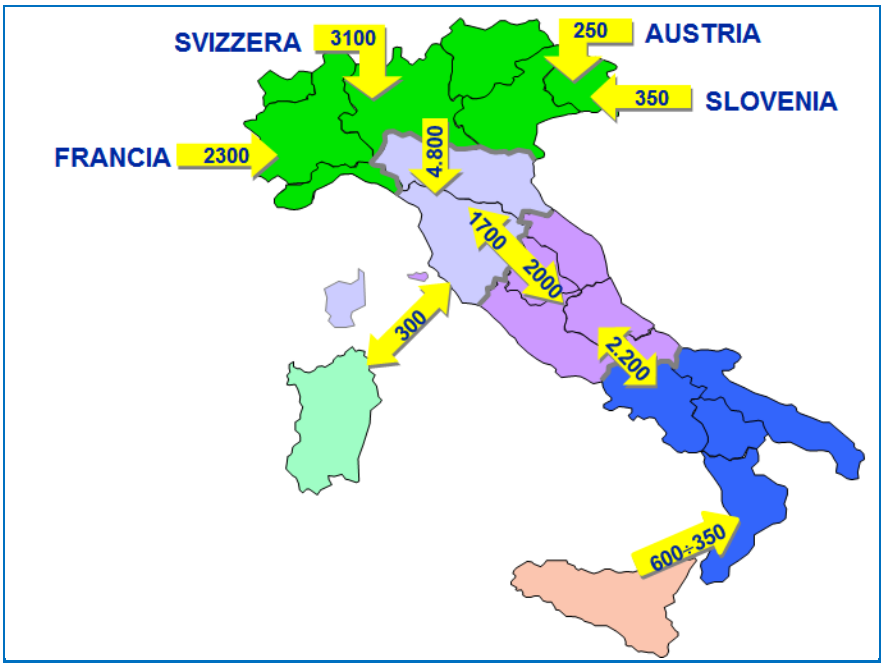


Figura 2.5. Rappresentazione delle zone geografiche del sistema di trasmissione nazionale con vincoli di trasmissione [17]

5.2. Il funzionamento del Mercato Elettrico e la formazione del prezzo dell'energia elettrica

La Borsa italiana dell'Energia Elettrica è gestita dal *Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.* (GME) che è una società per azioni pubblica. Questa è interamente posseduta dal *Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.* (GSE), una holding pubblica, che sostiene lo sviluppo delle fonti rinnovabili e promuove lo sviluppo sostenibile attraverso la sensibilizzazione dell'uso efficiente dell'energia.

Il GSE è capogruppo delle società controllate GME, Acquirente Unico (AU) e Ricerca sul Sistema Energetico (RSE). Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF), che esercita i diritti dell'azionista d'intesa con il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) (vedi Figura 3.5).

La negoziazione dell'energia elettrica sul mercato è affidata al GME che gestisce quello che è chiamato Mercato Elettrico ed ha una finalità di programmazione delle unità di produzione e di consumo: trattasi, quindi, di un vero e proprio mercato fisico dove si definiscono le quantità e i tempi di immissione e di prelievo dell'energia elettrica.

Il Mercato Elettrico si articola nel *Mercato Elettrico a Pronti* (MPE), nel *Mercato Elettrico a Termine* dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro (MTE) e nella *Piattaforma dei Conti Energia* per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

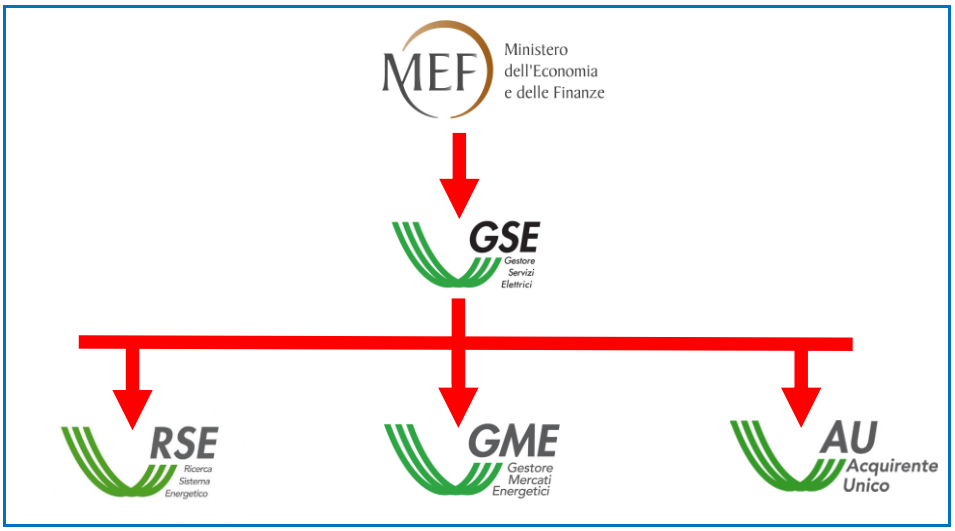


Figura 3.5. Soggetti del mercato dell'energia elettrica

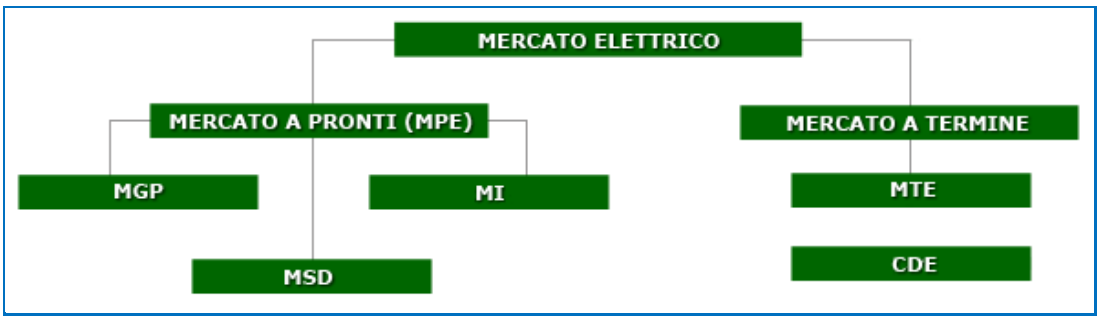


Figura 4.5. Struttura del Mercato Elettrico [52]

Il Mercato Elettrico a Pronti è articolato in tre sottomercati:

- il *Mercato del Giorno Prima* (MGP) dove i produttori, i grossisti e i clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
- il *Mercato Infragiornaliero* (MI) che permette a produttori, grossisti e clienti finali idonei di modificare i programmi di immissione/prelievo determinati su MGP;
- il *Mercato del Servizio di Dispacciamento* (MSD), sul quale il dispacciatore, Terna S.p.A., si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema elettrico.

5.2.1. Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il Mercato del Giorno Prima (MGP) è un mercato per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso dove si negoziano blocchi orari di energia elettrica per il giorno successivo nel quale si definiscono i prezzi e le quantità scambiate e i programmi di immissione e prelievo per il giorno dopo. Il MGP è organizzato secondo un modello di asta implicita e ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica.

La seduta del MGP si apre alle ore 08.00 del nono giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 09.15 del giorno precedente il giorno di consegna. Le informazioni preliminari sono pubblicate dal GME sul proprio sito entro le ore 08.45 del giorno di chiusura della seduta e, comunque, almeno mezz'ora prima della sua chiusura. Il GME pubblica gli esiti provvisori del mercato, comunica entro le ore 10.45 del giorno di chiusura della seduta gli esiti individuali delle transazioni agli operatori e i programmi cumulati agli utenti del dispacciamento ed a Terna.

Prima della seduta del MGP, il GME rende disponibili agli operatori le informazioni che riguardano il fabbisogno di energia previsto per ogni ora ed ogni zona e i limiti massimi di transito ammessi tra zone limitrofe per ogni ora e per ogni coppia di zone.

Durante il periodo di apertura della seduta di MGP, gli operatori possono presentare le offerte nelle quali indicano la quantità ed il prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. Ciascuna offerta di vendita e di acquisto presentata deve essere coerente con le potenzialità di immissione o prelievo del punto di offerta e soprattutto deve corrispondere alla effettiva volontà di immettere o prelevare l'energia elettrica oggetto dell'offerta stessa. In particolare:

- le *offerte di vendita*: indicano la disponibilità a vendere una quantità di energia massima ad un prezzo unitario minimo riportati nell'offerta stessa. Con l'offerta l'operatore si impegna ad immettere in rete i quantitativi di energia elettrica specificati, o, in caso di accettazione parziale della medesima, la quota parte corrispondente;
- le *offerte di acquisto*: indicano la disponibilità ad acquistare una quantità di energia massima ad un prezzo unitario massimo riportati nell'offerta stessa.

Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone. Il MGP è quindi un mercato d'asta e non un mercato a contrattazione continua. In particolare:

- le offerte di vendita accettate sono valorizzate al prezzo di equilibrio della zona a cui appartengono. Tale prezzo è determinato, per ogni ora, dall'intersezione tra la curva di domanda e quella di offerta e si differenzia da zona a zona in presenza di limiti di transito raggiunti;
- le offerte di acquisto accettate e riferite a punti di offerta in prelievo appartenenti alle zone geografiche sono valorizzate al Prezzo Unico Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi zonali ponderata per i consumi zonali.

Terminata la seduta di presentazione delle offerte, il GME attiva il processo per la risoluzione del mercato: per ogni ora del giorno successivo, l'algoritmo del mercato accetta le offerte in maniera da massimizzare il valore delle contrattazioni, nel rispetto dei limiti di transito tra le zone.

Il MGP funziona come un'asta non discriminatoria, in cui a tutti gli operatori di mercato cedenti viene riconosciuto il *System Marginal Price*: il GME ordina le offerte di acquisto e vendita

secondo un ordine di merito economico, mentre i contratti conclusi al di fuori del mercato di borsa sono assimilati a offerte di vendita a prezzo nullo, per quanto riguarda le quantità vendute, e a offerte di acquisto sulla borsa senza indicazione di prezzo, per quanto riguarda le quantità acquistate.

L'algoritmo per la risoluzione del mercato tiene conto dei limiti massimi di transito tra le zone, individuati dal gestore della rete, cioè da Terna S.p.A.: se i limiti non sono superati, si determina un prezzo unico per tutto il mercato, mentre se i limiti sono superati, si determina la separazione del mercato in zone, per ciascuna delle quali vengono costruite le curve di domanda e di offerta aggregate e si determinano prezzi differenti che riflettono le differenze dei costi zonali di generazione. Questi si applicano solo agli operatori che vendono energia, invece per gli operatori che acquistano pagano, in ogni caso, il prezzo unico nazionale (PUN), calcolato come media ponderata (contratti bilaterali inclusi) dei prezzi zonali.

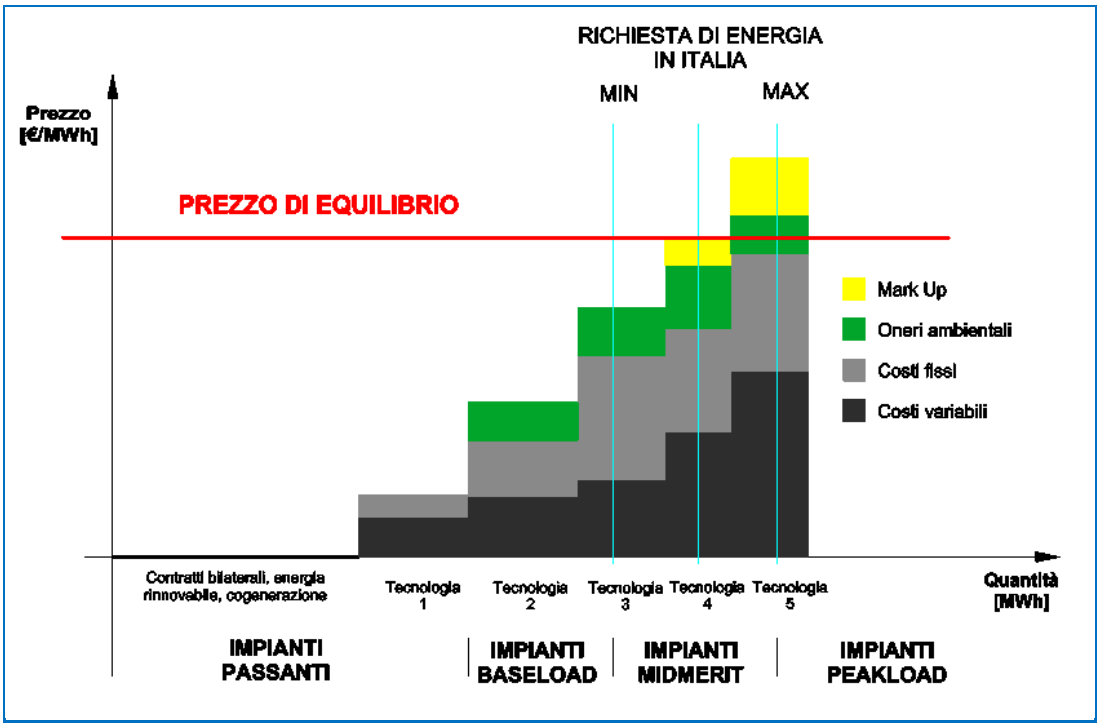


Figura 5.5. Ordine di merito, dispacciamento e prezzo di equilibrio (elaborazione [20])

Il processo di accettazione delle domande può essere sintetizzato come segue:

- tutte le offerte di vendita vengono ordinate per prezzo crescente in una *curva di offerta aggregata* e le offerte di acquisto sono ordinate per prezzo decrescente in una *curva di domanda aggregata*. L'intersezione delle due curve determina la quantità complessivamente scambiata (il *prezzo di equilibrio*), le offerte accettate ed i programmi di immissione e di prelievo;

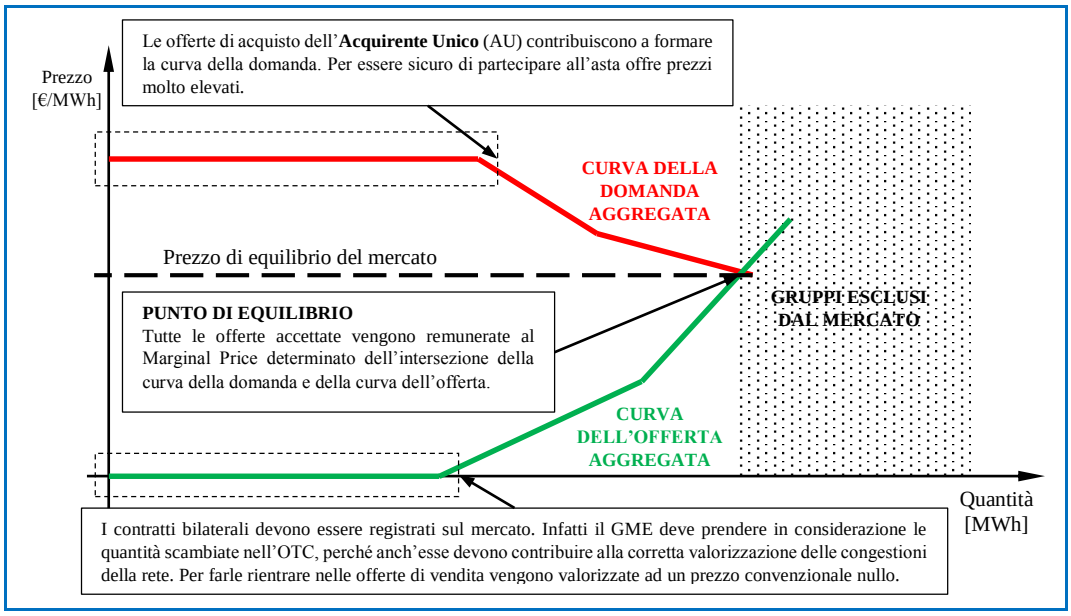


Figura 6.5. Definizione del prezzo di equilibrio (elaborazione [17], [18], [19], [20])

- se non viene violato alcun vincolo sulla rete allora il prezzo di equilibrio è unico in tutte le zone. Le offerte di vendita accettate sono quelle con prezzo di vendita non superiore al prezzo di equilibrio, mentre le offerte di prelievo accettate sono quelle con prezzo di acquisto non inferiore al prezzo di equilibrio;
- se almeno un limite risulta violato allora il sistema viene separato in due zone di mercato e reitera in ognuna il processo sopra descritto, costruendo per ogni zona di mercato una curva di offerta, che include tutte le offerte di vendita presentate nella zona stessa nonché la quantità massima importata, ed una curva di domanda, che include tutte le offerte di acquisto presentate nella zona stessa, nonché una quantità pari alla quantità massima esportata. L'esito è un *prezzo di equilibrio zonale* diverso nelle due zone di mercato. Se dovessero essere violati ulteriori vincoli di transito, si reitera il processo di frazionamento, chiamato *market splitting*, all'interno della stessa zona fino a trovare la condizione di compatibilità con i limiti della nuova rete.

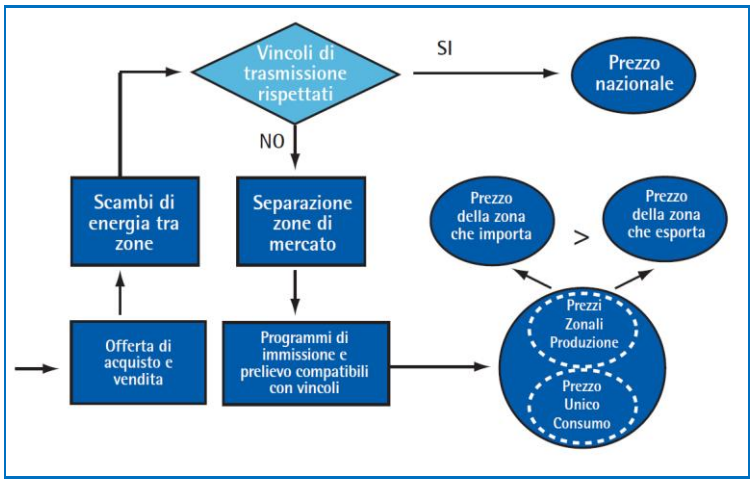


Figura 7.5. Diagramma di flusso per la determinazione del prezzo zonale [18]

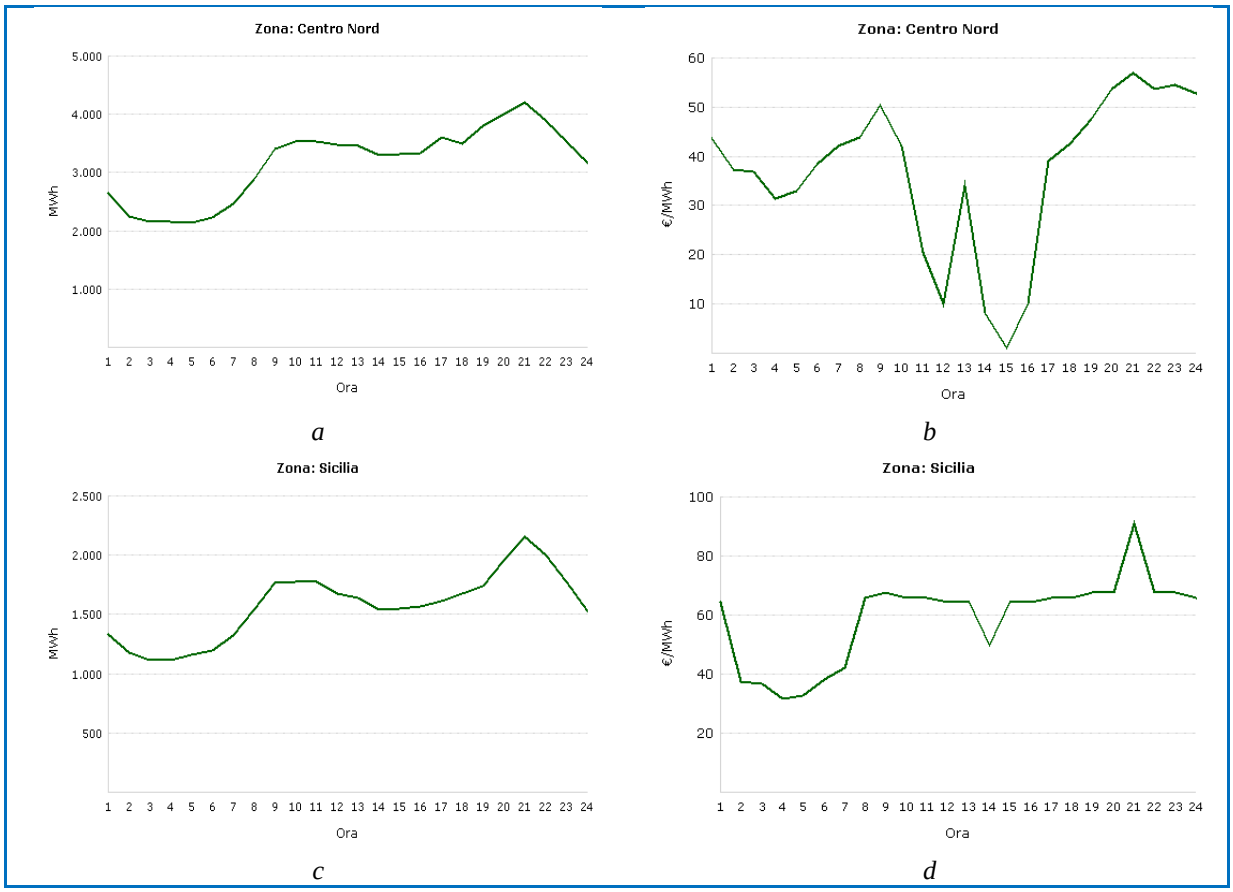


Figura 8.5. Fabbisogno (posizioni a. e c.) e prezzi (posizioni b. e d.) sul MGP delle zone Centro Nord e Sicilia per il giorno 03/04/2015 [52]

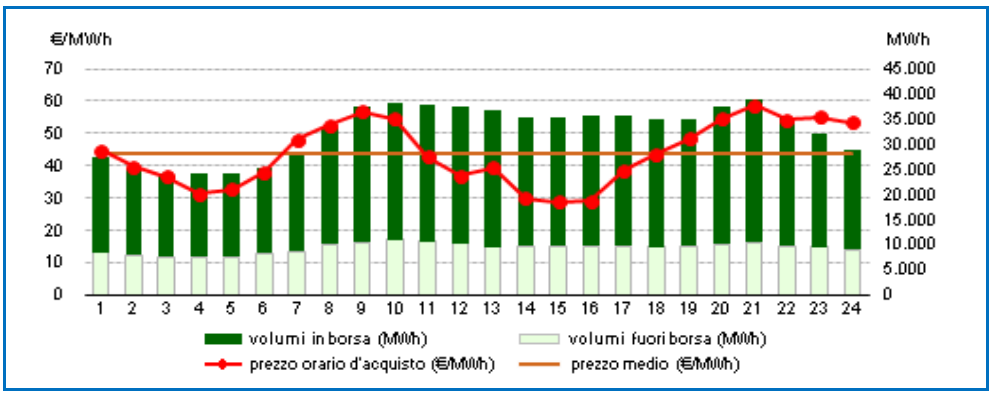


Figura 9.5. Prezzi e volumi orari sul MGP per il giorno di flusso 03/04/2015 [52]

Volumi offerti, venduti e acquistati

		Totale MWh	Media MWh
Offerte	Nazionale	1.240.606	51.692
	Estero	143.419	5.976
	Totale	**1.384.025**	**57.668**
Vendite	Nazionale	646.986	26.958
	Estero	138.030	5.751
	Totale	**785.016**	**32.709**
Acquisti	Nazionale	771.696	32.154
	Estero	13.321	555
	Totale	**785.016**	**32.709**

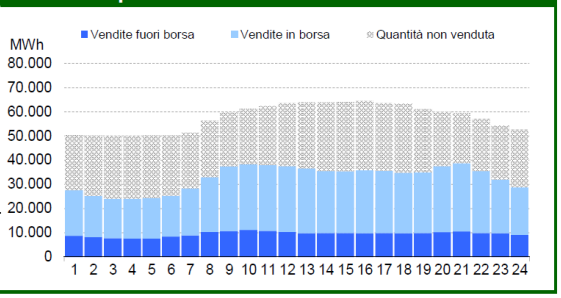


Figura 10.5. Volumi offerti, venduti e acquistati sul MGP per il giorno di flusso 03/04/2015 [52]

Offerta di energia elettrica	MWh	Struttura
Borsa	**556.139**	***70,8%***
Operatori	294.986	*37,6%*
GSE	146.339	*18,6%*
Zone estere	114.814	*14,6%*
Saldo programmi PCE	-	-
PCE (incluso MTE)	**228.877**	***29,2%***
Zone estere	23.216	*3,0%*
Zone nazionali	205.661	*26,2%*
Saldo programmi PCE	-	
VOLUMI VENDUTI	**785.016**	***100,0%***
VOLUMI NON VENDUTI	**599.008**	
OFFERTA TOTALE	**1.384.025**	

Domanda di energia elettrica	MWh	Struttura
Borsa	**556.139**	***70,8%***
Acquirente unico	85.052	*10,8%*
Altri operatori	298.631	*38,0%*
Pompaggi	-	-
Zone estere	13.081	*1,7%*
Saldo programmi PCE	159.376	*20,3%*
PCE (incluso MTE)	**228.877**	***29,2%***
Zone estere	240	*0,0%*
Zone nazionali Acqu. Unico	79.704	*10,2%*
Zone nazionali altri operatori	308.309	*39,3%*
Saldo programmi PCE	*-159.376*	
VOLUMI ACQUISTATI	**785.016**	***100,0%***
VOLUMI NON ACQUISTATI	**36.908**	
DOMANDA TOTALE	**821.924**	

Figura 11.5. Offerta e domanda di energia per tipologia di operatore sul MGP per il giorno di flusso 03/04/2015 [52]

Prezzo zonale di vendita	Nord	Centro Nord	Centro Sud	Sud	Sicilia	Sardegna
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Baseload	**47,17**	**36,80**	**36,56**	**34,98**	**58,91**	**36,56**
Picco	48,38	29,89	29,43	26,26	64,42	29,43
Fuori picco	45,97	43,70	43,70	43,70	53,40	43,70
Minimo orario	31,51	1,10	1,10	1,10	31,51	1,10
Massimo orario	60,99	56,94	56,94	56,94	91,01	56,94
CCT	**-3,35**	**7,03**	**7,26**	**8,84**	**-15,08**	**7,26**

Figura 12.5. Prezzo zonale di vendita sul MGP per il giorno di flusso 03/04/2015 [52]

5.2.2. Il Mercato Infragiornaliero (MI)

Il Mercato Infragiornaliero (MI) consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali per tenere conto dello stato degli impianti produttivi e delle necessità di consumo. Il mercato si svolge con una frequenza simile a quella di una negoziazione continua: è una modalità di contrattazione basata sull'abbinamento automatico delle proposte di acquisto e di vendita, con la possibilità di inserimento di nuove offerte in modo continuo durante le sessioni di contrattazione.

La necessità di un mercato di "aggiustamento" successivo a quello del MGP discende dal fatto che i programmi orari di immissione o di prelievo di ciascun punto di offerta hanno un certo grado di indeterminatezza e nulla garantisce che essi siano globalmente compatibili con i vincoli dinamici degli impianti di produzione. La disponibilità di un mercato di aggiustamento consente agli operatori di presentare opportune offerte di vendita e di acquisto per "aggiustare" i propri programmi secondo la miglior curva di produzione in modo da far funzionare gli impianti alla massima efficienza possibile.

Le sessioni di mercato sono organizzate nella forma di aste implicite di energia con più aperture in successione tra loro, dove gli operatori possono effettuare un miglior controllo dello

stato degli impianti di produzione e aggiornare i programmi dei propri siti di produzione per il giorno successivo.

Le sessioni di MI sono basate su regole di formazione dei prezzi omogenee a quelle di MGP. A differenza del MGP, non viene calcolato il PUN e tutti gli acquisti e le vendite sono valorizzate al prezzo zonale. Tuttavia per evitare arbitraggi tra MGP e MI, sulle offerte accettate riferite ai punti di offerta in prelievo viene applicato un corrispettivo di non arbitraggio, che si può esplicitare come segue:

- offerte di acquisto:

  se $PUN > P_{zonale}$ ➔ l'operatore paga a GME il corrispettivo $|(PUN - P_{zonale}) \cdot MWh|$

  se $PUN < P_{zonale}$ ➔ l'operatore riceve da GME il corrispettivo $|(PUN - P_{zonale}) \cdot MWh|$

- offerte di vendita:

  se $PUN > P_{zonale}$ ➔ l'operatore riceve da GME il corrispettivo $|(PUN - P_{zonale}) \cdot MWh|$

  se $PUN < P_{zonale}$ ➔ l'operatore paga a GME il corrispettivo $|(PUN - P_{zonale}) \cdot MWh|$

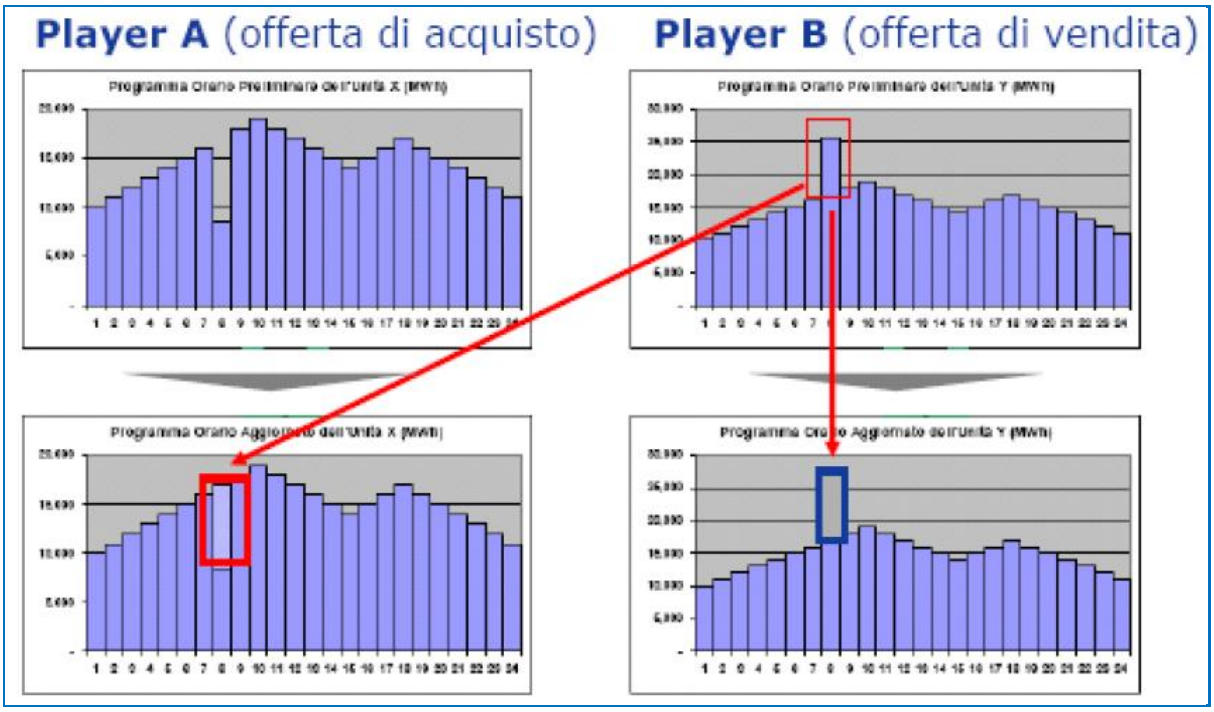


Figura 13.5. Aggiustamento dei programmi di immissione e di acquisto con il Mercato Infragiornaliero [19]

5.2.3. Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)

La domanda di energia elettrica presenta un certo grado di aleatorietà e la stessa offerta può subire notevoli variazioni dovute a cambiamenti imprevisti dovuti a guasti alle unità di produzione e/o ai singoli rami di rete. Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) permette al gestore della rete di trasmissione nazionale, Terna S.p.A., di acquisire quelle risorse necessarie per la gestione e controllo del sistema per la risoluzione delle congestioni intrazonali, per la creazione della riserva di energia e per il bilanciamento in tempo reale. Terna contratta l'acquisto e la vendita di energia elettrica e agisce come controparte centrale delle negoziazioni. Le offerte accettate vengono remunerate con la metodologia *pay as bid*.

Il MSD si articola in due fasi: una in via preliminare, *fase di programmazione* (MSD ex-ante), e una in tempo reale, *Mercato del Bilanciamento* (MB). Sul MSD ex-ante vengono selezionate offerte di acquisto e di vendita relative ai periodi rilevanti del giorno successivo a quello in cui termina la seduta: Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva. Il mercato si svolge in un'unica seduta nel giorno precedente la consegna e a seduta conclusa il GME pubblica gli esiti generali e comunica agli operatori i risultati delle singole offerte accettate.

Il MB è organizzato in diverse sessioni dove Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore dello stesso giorno in cui si svolge la relativa seduta. Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento in tempo reale tra immissione e prelievi. Il GME comunica agli operatori gli esiti generali e i risultati individuali definiti da Terna.

A conclusione del MSD, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione e di importazione, è definito un programma vincolante modificato e corretto di immissione che corrisponde al programma post-MSD-ex-ante di immissione (programma post-MGP cumulato di immissione, come eventualmente modificato in esito al mercato infragiornaliero e in esito alla fase di programmazione del mercato per il servizio di dispacciamento), come eventualmente modificato per effetto di ordini di dispacciamento in tempo reale e dell'intervento della regolazione secondaria di potenza (che coincide di fatto ad una variazione dei flussi definiti in esito a MGP e MI).

5.2.4. Il Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE)

Il *Mercato Elettrico a Termine* (MTE) è la sede per la negoziazione di contratti dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro della stessa. Su tale mercato il GME si pone come controparte centrale e registra sulla *Piattaforma dei Conti di Ener*gia (PCE) la posizione netta in consegna, corrispondente alle transazioni in acquisto e vendita concluse dall'operatore sul MTE.

Su MTE sono negoziabili due tipologie di contratti la cui quantità di energia sottostante è fissata dal GME in misura pari ad una potenza di 1 MW, moltiplicato per i periodi rilevanti

sottostanti il contratto medesimo. I periodi di consegna per ambo le tipologie di contratto sono il mese, il trimestre e l'anno. I contratti sono:

- *Baseload*, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti dei giorni appartenenti al periodo di consegna;
- *Peakload*, il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti dal nono al ventesimo dei giorni appartenenti al periodo di consegna, esclusi il sabato e la domenica.

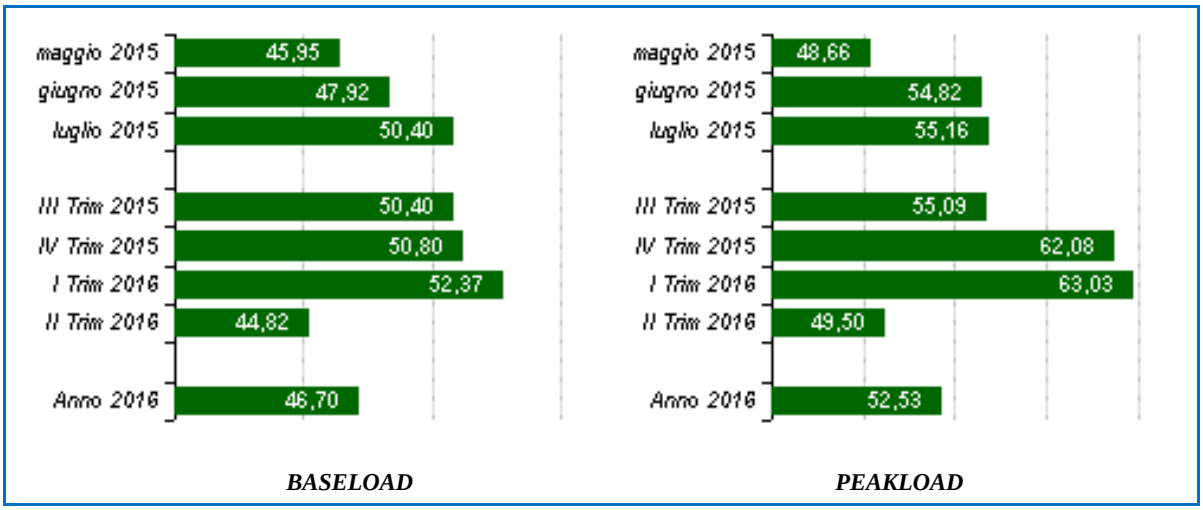


Figura 14.5. Prezzi [€/MWh] sul MTE Baseload e Peakload nella sessione del 01/04/2015 [52]

Gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti, numero dei contratti, prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere.

Il GME organizza un book di negoziazione per ciascuna tipologia di contratto e per ciascun periodo di consegna. Su tale book le offerte sono ordinate sulla base del prezzo: in ordine decrescente per le offerte di acquisto e in ordine crescente per le offerte di vendita. A parità di prezzo vale la priorità temporale di immissione dell'offerta. Le offerte senza limite di prezzo hanno priorità massima di prezzo.

5.2.5. La piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (CDE)

L'IDEX è il segmento del mercato italiano dei derivati della Borsa Italiana in cui sono negoziati *futures* su energia elettrica. Il modello di mercato dell'IDEX è stato costruito per dare la possibilità di negoziare a una pluralità di soggetti eterogenei: produttori, grossisti, operatori finanziari, società industriali consumatrici di energia elettrica.

Essendo l'IDEX un mercato finanziario, gli intermediari finanziari possono negoziare non solo in conto proprio, ma anche per conto terzi: i piccoli operatori, che non hanno in programma di negoziare volumi sufficientemente elevati da giustificare i costi fissi di un'adesione diretta al mercato, possono quindi negoziare sull'IDEX tramite un intermediario finanziario.

Sull'IDEX si può fissare il prezzo di acquisto di uno o più MW per periodi di consegna che possono essere mensili (tre scadenze), trimestrali (quattro scadenze) o annuali (una scadenza). I futures prevedono il *cash settlement* dei contratti: alla fine del periodo di consegna l'acquirente riceve la differenza tra il prezzo di acquisto dell'energia elettrica sul MGP, determinato per ogni ora del periodo di consegna dal Prezzo Unico Nazionale (PUN), e il prezzo di acquisto del futures. In tal modo chi acquista futures su IDEX e poi, durante il periodo di consegna, l'energia sul mercato fisico MGP, pagherà alla fine per tale energia il prezzo fissato su IDEX. I membri dei mercati del GME, grazie a un accordo tra quest'ultimo e Borsa Italiana, possono anche optare per la consegna fisica dell'elettricità in luogo del cash settlement. Il cash settlement dei contratti è importante per quegli operatori, come per esempio banche e società di trading di compagnie elettriche straniere, che non sono interessate alla consegna fisica.

Naturalmente per rendere effettive le consegne fisiche di energia, GME e Borsa Italiana devono operare di comune accordo affinché gli operatori che abbiano una posizione aperta su IDEX possano esercitare, su tale mercato, un'opzione di consegna fisica, richiedendo che la propria posizione venga regolata attraverso il mercato del GME.

L'esercizio dell'opzione di consegna fisica comporta per l'operatore, a fronte del trasferimento della propria posizione al GME, la conclusione, sulla piattaforma per la consegna fisica dei derivati sull'energia del mercato elettrico (CDE), di una transazione di acquisto/vendita dell'energia sottostante la posizione consegnata. Il GME procede a registrare, sui conti energia della PCE, una transazione di acquisto/vendita. Tali richieste vengono quindi inoltrate al GME, che, per poterne valutare l'ammissibilità, effettua le necessarie verifiche.

5.2.6. La Piattaforma Conti Energia a termine (PCE)

Produttori e clienti idonei possono vendere ed acquistare energia elettrica stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte, cioè tramite una contrattazione diretta bilaterale. Essendo una libera contrattazione, allora i programmi di immissione e prelievo e il prezzo dell'energia elettrica sono liberamente concordati dalle parti. Anche questi contratti, ovviamente, devono condividere il sistema di trasmissione nazionale e quindi sono soggetti alla verifica di compatibilità con i vincoli di trasporto.

Questi contratti devono essere trascritti sulla *Piattaforma Conti Energia a Termine* (PCE), ai fini della sicurezza del sistema elettrico, e il GME è il soggetto che gestisce la PCE assumendo il ruolo di controparte rispetto agli operatori che registrano le transazioni.

Sia il MTE che i Contratti Bilaterali sono integrati nella Piattaforma Conti Energia (PCE).

6. L'accumulo locale per l'ottimizzazione gestionale degli impianti eolici. Time Shifting sul prezzo di vendita.

Analizzati precedentemente le caratteristiche tecniche dei sistemi di accumulo, le loro applicazioni ai servizi di rete/utenza e le modalità con cui si forma il prezzo di vendita dell'energia elettrica, in questo capitolo si esamina il caso di una applicazione di un accumulo energetico asservito ad un impianto eolico.

L'idea che sta alla base del presente lavoro e che ha dato l'impulso per una verifica delle ipotesi della sostenibilità economica futura del progetto è quella di sfruttare il differenziale di prezzo dell'energia elettrica che si origina nel Mercato del Giorno Prima (MGP) per discriminare la vendita o l'accumulo dell'energia elettrica generata da un impianto eolico così da ottimizzarne economicamente la sua produzione (*Time Shifting sul prezzo di vendita*).

A tal proposito è stato esaminato un impianto eolico sito in Sardegna di cui si dispone della produzione oraria dell'anno 2014. Sulla base di quest'ultima e dei prezzi zonali dell'energia elettrica relativi all'anno di osservazione, attraverso un processo di ottimizzazione giornaliera, sono state valutate sei soluzioni con differenti capacità di accumulo per misurare la loro redditività e, soprattutto, per verificare sotto quali ipotesi il progetto può essere economicamente sostenibile.

Nei prossimi paragrafi si analizzano le cause degli elevati differenziali di prezzo dell'energia elettrica che si creano sul Mercato del Giorno Prima (MGP), le motivazioni e le potenzialità dello sfruttamento del principio dello spostamento nel tempo della vendita dell'energia elettrica, i principi di scelta e i parametri tecnici fondamentali del sistema di accumulo da abbinare all'impianto eolico esistente, le modalità e i risultati dell'ottimizzazione dell'impianto eolico con accumulo energetico. Alla fine del capitolo sono riportati due paragrafi dedicati alle doverose conclusioni e contengono una valutazione dei risultati ottenuti dal presente lavoro.

6.1. La variazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima. Ragioni del Time Shifting sul prezzo di vendita.

Prima di passare all'analisi del sistema eolico-accumulo, si ritiene utile esaminare l'ipotesi per la quale scaturisce la discriminazione della vendita dell'energia prodotta, cioè appurare le motivazioni, la plausibilità e il grado di variabilità del prezzo dell'energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima (MGP). Infatti, se il prezzo nel MGP fosse costante o fosse soggetto ad una variabilità limitata, non ci sarebbero i presupposti per sfruttarne il differenziale e quindi non sussisterebbero le condizioni economiche per l'applicazione di un tale tipo di servizio.

La crescente penetrazione della produzione di energia da fonti rinnovabili, in particolare quelle non programmabili quali l'eolico e il fotovoltaico, sta producendo una considerevole variazione del profilo di prezzo sul Mercato del Giorno Prima. Infatti, fino a qualche anno fa i prezzi più alti si formavano nelle ore diurne in corrispondenza dei picchi di carico, mentre in questi ultimi anni i picchi di prezzo si generano nelle ore preserali – serali, dalle 17 alle 22, cioè in corrispondenza della cessazione della produzione fotovoltaica e della diminuzione della produzione eolica. A dimostrazione di quanto asserito, la Figura 1.6 evidenzia l'andamento del Prezzo Unico Nazionale (PUN) medio orario rapportato al PUN medio annuo: il rapporto tra i due prezzi mediati consente di rilevare il profilo del prezzo relativo e non del prezzo assoluto, visto che quest'ultimo dipende sensibilmente dalla composizione e dalle modalità di esercizio del parco di generazione attivo per l'anno in considerazione (ore di utilizzo delle centrali, fluttuazioni del prezzo del combustibile, ecc.).

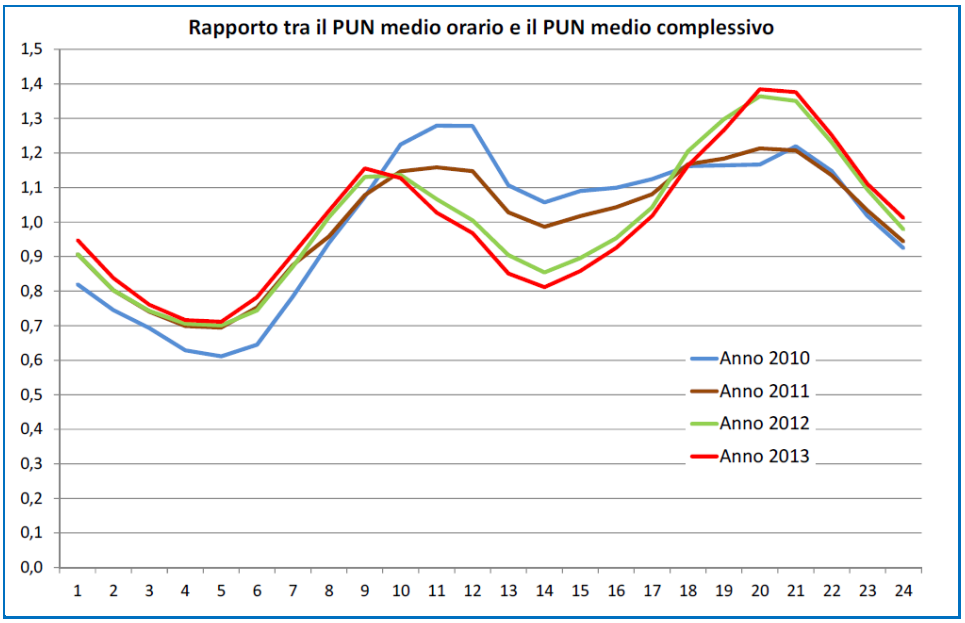


Figura 1.6. Andamento del PUN medio orario/PUN medio annuo [28]

Dalla Figura 1.6 risulta evidente che la massima variazione positiva si ha proprio nelle ore preserali - serali, mentre nelle ore centrali della giornata si registra una crescente diminuzione del prezzo che comincia ad essere confrontabile con quello delle ore notturne.

La variazione del profilo di prezzo è connessa alla non più trascurabile quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili, i quali sono caratterizzati da costi variabili pressoché nulli e quindi determinano l'abbassamento del prezzo dell'energia elettrica proprio in quelle ore dove si verifica la loro massima producibilità. Questa tendenza si rileva soprattutto nei giorni festivi dove la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili rispetto al carico nazionale diventa significativa (vedi Figura 2.6). Per contro, gli impianti termoelettrici devono rimanere in esercizio, sia per essere disponibili a produrre nelle ore preserali e serali in cui viene a mancare la produzione fotovoltaica ed eolica (i vincoli tecnici di esercizio impediscono un loro funzionamento intermittente), sia per esigenze di sicurezza e di gestione del sistema elettrico nazionale visto che la produzione connessa alle fonti rinnovabili è intrinsecamente caratterizzata da una certa aleatorietà. Questo comporta che gli impianti termoelettrici, durante le ore di alta generazione da FR, devono produrre a prezzi di mercato più bassi dei loro costi variabili e quindi in perdita; ovviamente la quota dei costi variabili non coperta dai prezzi durante le ore diurne deve essere recuperata dai prezzi applicati durante le ore di piena produzione che si verificano nella prima mattinata e, soprattutto, nel periodo preserale e serale. Quindi la copertura dei costi variabili di produzione degli impianti termoelettrici deve essere effettuata in un numero più concentrato di ore, il che spiega il notevole aumento relativo dei prezzi dell'energia elettrica nel MGP nelle prime ore della mattina e specialmente nelle ore serali.

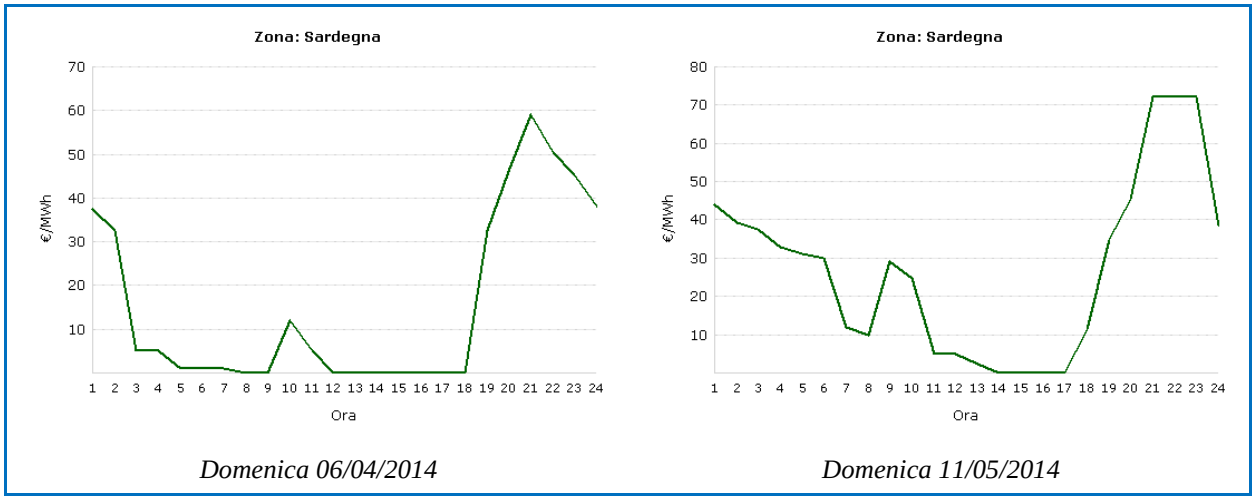


Figura 2.6. Prezzo dell'energia elettrica sul MGP per la zona Sardegna in due giorni festivi [52]

Questa tendenza di scostamento dei prezzi, evidente nei giorni festivi, si sta propagando anche nei giorni feriali, in particolare durante il periodo dell'anno di massima insolazione e in occasione di rilevante ventosità. Infatti rilevanti scarti di prezzo dell'energia elettrica si

individuano nei mesi centrali dell'anno e in quelle zone di mercato dove la presenza di impianti fotovoltaici ed eolici è significativa, come ad esempio in Sicilia e in Sardegna (vedi Figura 3.6).

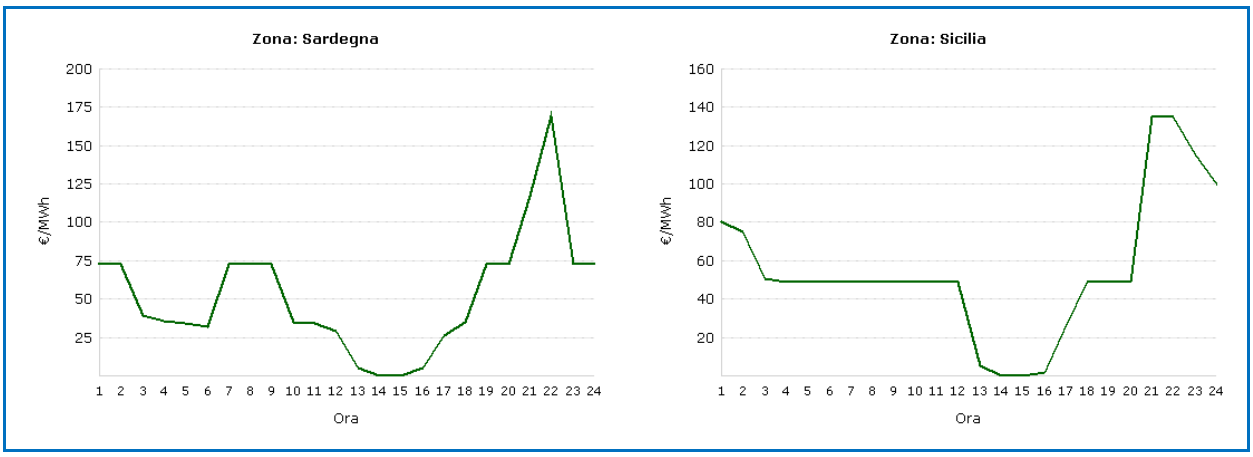


Figura 3.6. Prezzo dell'energia elettrica sul MGP per le zone Sardegna e Sicilia per il giorno Lunedì 02/06/2014 [52]

Proprio dal notevole scostamento di prezzo nasce l'idea di ottimizzare economicamente la produzione dell'impianto eolico in esame che si fonda sull'accumulo dell'energia prodotta durante le ore a basso costo per poi rivenderla nelle ore in cui il prezzo è alto, così da sfruttare il differenziale che si crea durante le ore della giornata. Questo è il principio di funzionamento su cui si fonda il servizio denominato *Time Shifting sul prezzo di vendita* che discrimina la vendita dell'energia prodotta sulla base del prezzo risultante dalla contrattazione sul Mercato del Giorno Prima.

6.2. Dati nominali e producibilità dell'impianto eolico. Prezzi zonali dell'energia elettrica.

L'impianto eolico oggetto dell'analisi è installato nel nord della Sardegna ed è composto da più aerogeneratori per una potenza elettrica complessiva di 9510 kW. Esso è collegato alla rete del distributore locale in Media Tensione.

Per motivi di privacy non vengono divulgati ulteriori dati e l'esposizione di dati sensibili viene di volta in volta, e per quanto possibile, relativizzata.

Per l'analisi sono stati valutati i dati di producibilità dell'anno 2014 che sono stati gentilmente concessi dalla società che gestisce l'impianto. Questi sono stati forniti con una scansione temporale oraria e quindi rappresentano l'integrale della potenza erogata dall'impianto in un periodo di tempo pari all'ora. Ai fini dell'ottimizzazione economica, i dati dell'energia elettrica rilevati sono stati considerati come prodotti da un impianto che eroga una potenza oraria pari alla media calcolata nel relativo periodo di tempo (vedi esempio della Figura 4.6 della produzione del giorno 01 Gennaio 2014).

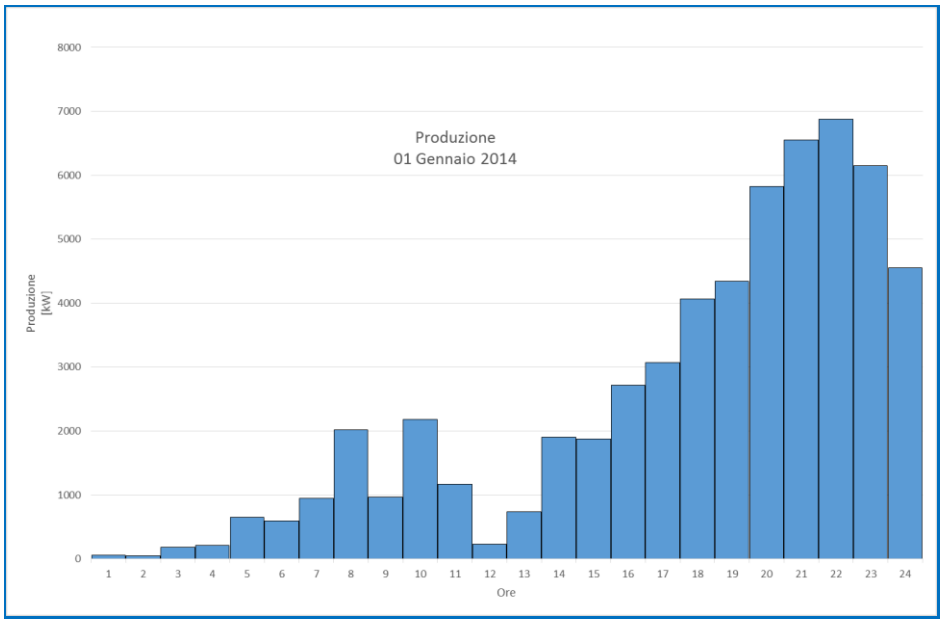


Figura 4.6. Produzione dell'impianto eolico del giorno 01 Gennaio 2014

La Figura 5.6 illustra l'andamento della produzione per il mese di massimo ricavo (Gennaio) e per il mese di minimo ricavo (Settembre).

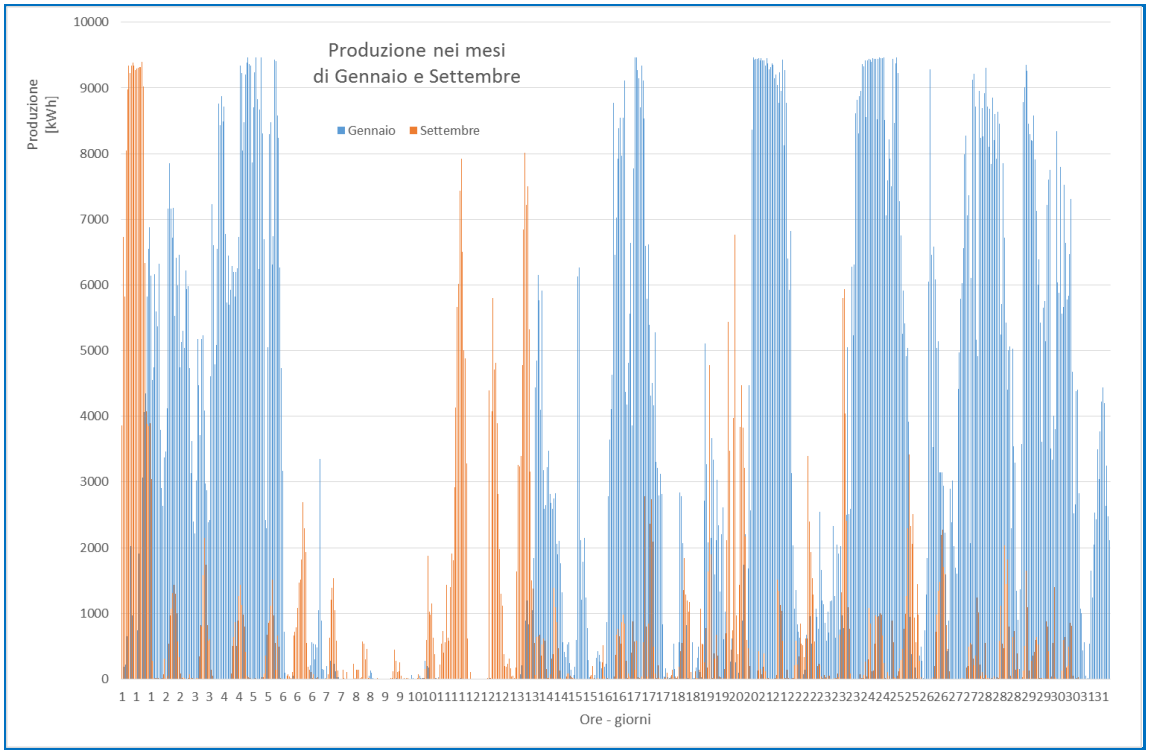


Figura 5.6. Produzione dell'impianto eolico nei mesi di Gennaio 2014 e Settembre 2014

I prezzi orari risultanti dalla contrattazione del MGP per la zona Sardegna e per l'anno di interesse sono stati scaricati dal sito del Gestore del Mercato Elettrico (http://www.mercatoelettrico.org/It/ [52]); la Figura 6.6 da una indicazione dell'andamento dei prezzi per gli stessi mesi della figura precedente.

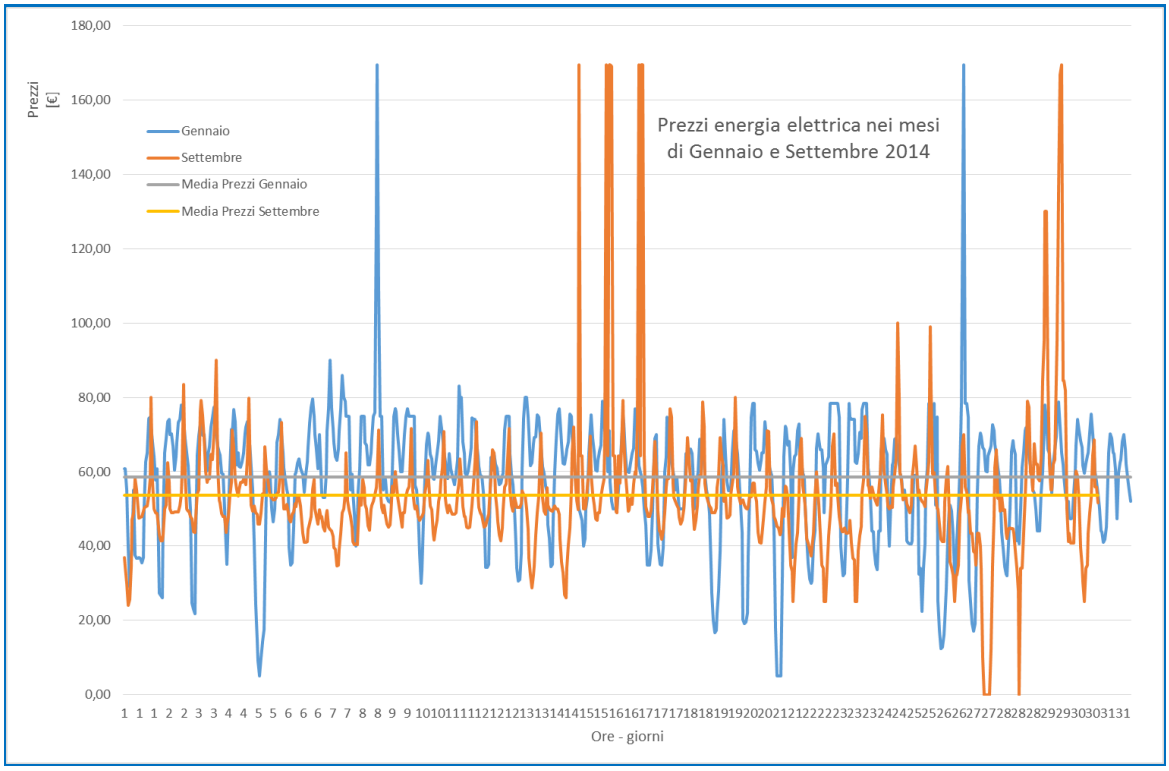


Figura 6.6. Prezzi dell'energia elettrica nel MGP nei mesi di Gennaio 2014 e Settembre 2014

6.3. Scelta del sistema di accumulo: parametri tecnici e curve caratteristiche per la definizione delle prestazioni e delle grandezze di vincolo.

Considerati i profili giornalieri del prezzo dell'energia elettrica sul MGP, si sono ipotizzati in prima istanza un numero di cicli di carica/scarica tra l'uno e i due cicli/giorno che implicano un numero di cicli annuo compreso tra i 365 e i 730 cicli. Partendo dall'ipotesi di una vita presunta dell'impianto di 20 anni, il numero di cicli attesi del sistema di accumulo è di 7300÷14600 cicli. Ritenendo, infine, di mantenere le batterie nella loro massima efficienza tecnica possibile e di sostituirle solo alla fine della vita attesa dell'impianto si è scelto di utilizzare un sistema di accumulo elettrochimico costituito da batterie agli ioni di Litio che, come indicato al Capitolo 1, garantiscono un elevato numero di cicli di carica/scarica e sono in grado di mantenere ottime prestazioni anche per cicli di lavoro ravvicinati nel tempo (per il caso in studio sono necessari al massimo due cicli in un intervallo di 8÷20 ore).

Tra i sistemi presi in esame e presenti sul mercato, la scelta è ricaduta su un prodotto della *SAFT Batteries* consistente in un sistema containerizzato in un modulo da 20" (vedi Figura 7.6).

In particolare si è optato per il prodotto denominato *IM+ 20E High Energy Plus* in cui alla Figura 8.6 si riportano i dati nominali ripresi dai cataloghi tecnici del costruttore stesso.

La scelta della modularità ha permesso di esaminare l'impianto partendo da una configurazione base per poi aggiungere di volta in volta i moduli ritenuti necessari per l'analisi.

Figura 7.6. Sistema di accumulo containerizzato in modulo da 20" [38]

Nominal characteristics at + 25°C/+ 77°F	
Voltage (V)	700
Capacity (C/3) (Ah)	1445
Rated energy (C/3) (kWh)	1020
Continuous charge power (kW)	500
Continuous discharge power (kW)	500
Mechanical characteristics	
Width (mm)	2510
Height (mm)	2896
Length (mm, with air conditioning unit)	6544
Weight (tonnes)	16.5
Electrical characteristics at + 25°C/+ 77°F	
Minimum Voltage (V)	588
Maximum Voltage (V)	790
Maximum continuous discharge current (A)	600
Maximum continuous recharge current (A)	600
Discharge time at nominal power (h)	2
Recharge time at nominal power (h)	2
Insulation resistance (1000 V – OC)	>100 MΩ
Dielectric	3 kV rms
Operating conditions	
Operating temperature	– 20°C/+ 55°C (– 4°F to + 131°F)
Cycle efficiency (one way)	>95%
Self-discharge	≤5% per month
Calendar lifetime at + 25°C/+ 77°F	>20 years

Figura 8.6. Caratteristiche tecniche del sistema di accumulo modello IM+ 20E High Energy Plus prodotto dalla SAFT Batteries [38]

Dalla curva numero di cicli attesi/DOD fornita dal costruttore e supponendo un numero di cicli totali di 5000÷9000 nell'arco della vita attesa dell'impianto, si ricava che la profondità di scarica ottimale (DOD) è all'incirca del 40% (vedi Figura 9.6). Questo dato è necessario per fissare il vincolo inferiore raggiungibile della *State of Charge* (SOC) del ciclo, mentre il vincolo superiore è pari al 100% che corrisponde alla carica completa del sistema di accumulo.

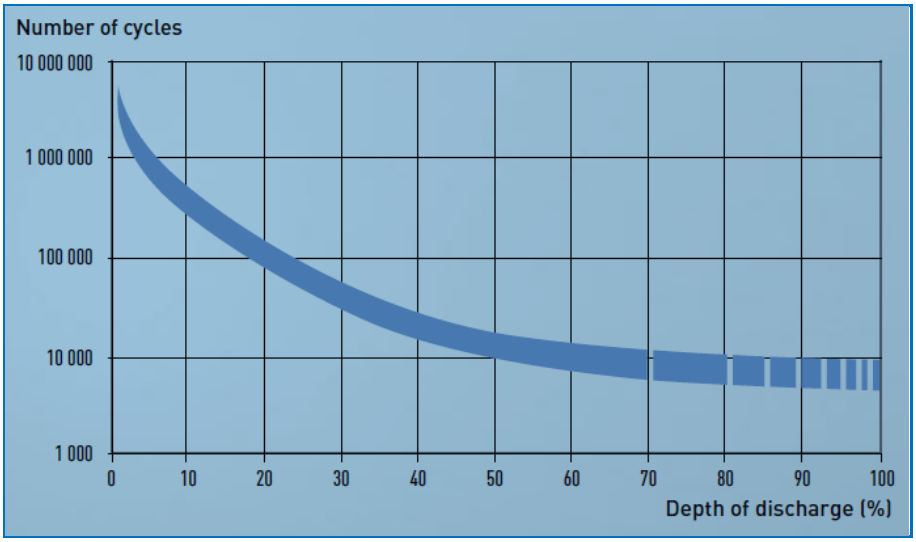


Figura 9.6. Curva numero di cicli attesi in funzione della DOD [38]

Per tener conto della perdita di capacita delle batterie durante la vita del sistema di accumulo, è preso a riferimento il grafico della Figura 10.6 in cui viene rappresentato l'andamento della capacità in funzione del numero di cicli complessivamente effettuati (i cicli sono intesi come una carica seguita da una scarica completa della batteria). L'andamento viene approssimato con una retta ricavata con la regressione lineare svolta su alcuni punti fondamentali ricavati dallo stesso grafico ed il cui risultato porta alla seguente:

$$C_{\%} = 98 - 2.98 \cdot 10^{-3} \cdot n \quad [\%]$$

dove $C_{\%}$ è la capacità percentuale della batteria rispetto alla nominale ed n è il numero complessivo di cicli completi effettuati. Della perdita di capacità si tiene conto quando si effettua il calcolo del ricavo annuo: questo viene determinato in funzione del numero di cicli complessivamente compiuti e viene computato al pari di una perdita di efficienza del sistema.

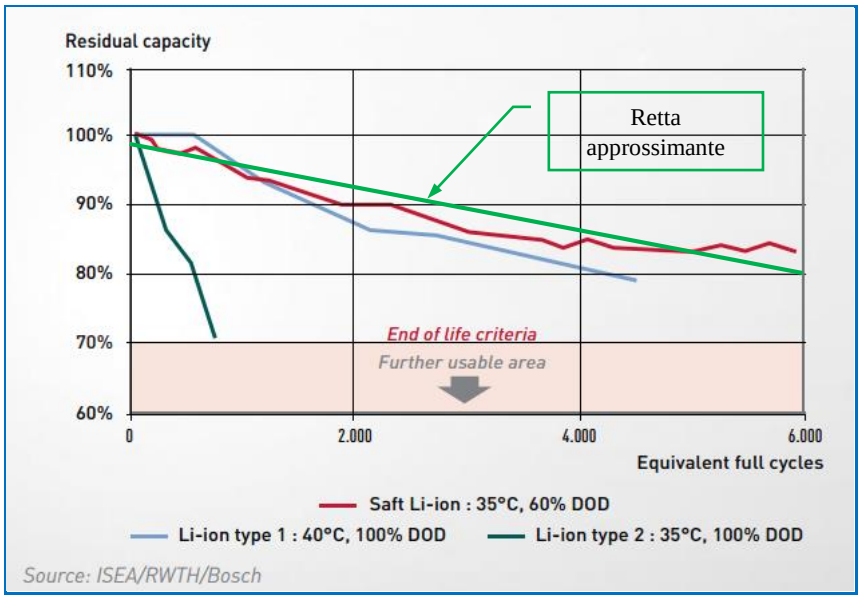


Figura 10.6. Curva della perdita di capacità in funzione del numero di cicli [38]

6.4. Time shifting energetico sul prezzo di vendita. Ottimizzazione giornaliera dell'impianto eolico abbinato ad un sistema di accumulo.

L'ottimizzazione giornaliera dell'impianto eolico è stata effettuata utilizzando il principio della modularità e considerando sei diverse capacità del sistema di accumulo.

Lo schema di principio del sistema generatore eolico – sistema di accumulo è rappresentato in Figura 11.6, dove le frecce indicano i versi delle potenze considerate positive. Lo schema non vuole avere valenza impiantistica, ma ha puramente lo scopo di rappresentare il flusso di scambio energetico e di stabilire le convenzioni di segno.

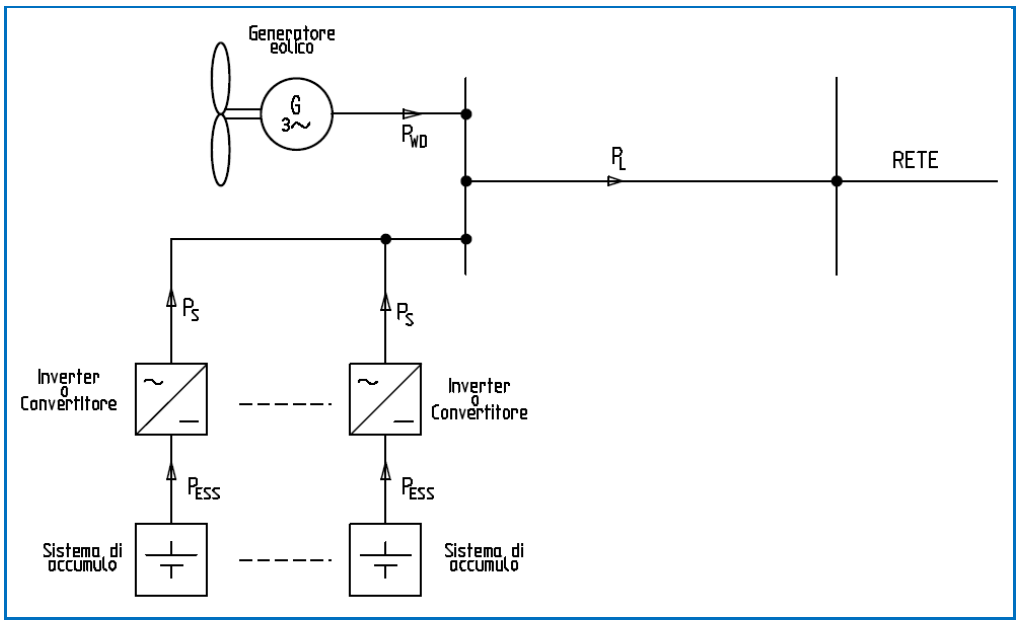


Figura 11.6. Schema unifilare di principio del sistema generatore eolico – sistema di accumulo.

Dallo schema si rileva che la potenza del sistema di accumulo è considerata positiva quando è uscente: in fase di scarica la potenza è positiva, mentre è negativa in fase di carica.

La potenza ceduta alla rete è pari a:

$$P_L = P_{WD} + N \cdot P_S$$

con N numero di moduli installati, P_{WD} la potenza prodotta dall'impianto eolico e P_S la potenza erogata/assorbita dal sistema di accumulo a valle dell'inverter (lato corrente alternata). Essendo quest'ultimo bidirezionale, ai fini della determinazione della potenza ceduta alla rete si deve distinguere quando il sistema è in fase di scarica oppure è in fase di carica. Infatti, la potenza a valle dell'inverter nei due casi vale:

$$P_S = \eta_{INV} \cdot P_{ESS} > 0 \ \ (in\ fase\ di\ scarica)$$

$$P_S = \frac{P_{ESS}}{\eta_{INV}} < 0 \ \ (in\ fase\ di\ carica)$$

Pertanto la potenza immessa in rete dall'impianto nelle due fasi è pari a:

$$P_L = P_{WD} + N \cdot \eta_{INV} \cdot P_{ESS} \ \ (in\ fase\ di\ scarica)$$

$$P_L = P_{WD} + N \cdot \frac{P_{ESS}}{\eta_{INV}} \ \ (in\ fase\ di\ carica)$$

Stabilita la configurazione e la modalità di calcolo della potenza erogata dall'impianto, si descrivono di seguito le ipotesi e le assunzioni utilizzate per il calcolo di ottimizzazione:

a. i prezzi dell'energia elettrica risultanti dalla contrattazione nel MGP sono noti e pari a quelli dell'anno 2014;
b. la producibilità dell'impianto eolico è perfettamente prevedibile ed è pari a quella che si realizza realmente (questa è un'ipotesi piuttosto irrealistica, ma lo scopo del calcolo è di verificare le ipotesi di fattibilità economica);
c. non viene prelevata in alcun modo energia dalla rete;
d. la potenza oraria erogata dall'impianto eolico P_{WD} si considera costante e pari alla media della produzione oraria;
e. la potenza massima in fase di scarica P_{MAX-D} è pari alla potenza nominale in fase di scarica di ogni modulo P_{nESS-D} (vedi dati tecnici in Figura 8.6) moltiplicata per il numero di moduli N:

$$P_{MAX-D} = N \cdot P_{nESS-D} = N \cdot 500\ [kW]$$

f. la potenza massima in fase di carica P_{MAX-C} è pari alla potenza nominale in fase di carica di ogni modulo P_{nESS-C} (vedi dati tecnici in Figura 8.6) moltiplicata per il numero di moduli N:

$$P_{MAX-C} = N \cdot P_{nESS-C} = N \cdot 500\ [kW]$$

g. la capacità totale del sistema di accumulo E_{TOT} è pari alla capacità di ogni modulo E_{ESS} (vedi dati tecnici in Figura 8.6) moltiplicata per il numero di moduli N:

$$E_{TOT} = N \cdot E_{ESS} = N \cdot 1020\ [kWh]$$

h. l'efficienza energetica del ciclo del sistema di accumulo è stabilita pari a (vedi dati tecnici in Figura 8.5):

$$\eta_{ciclo} = 95\%$$

i. i rendimenti energetici di carica e di scarica sono considerati simmetrici e quindi pari a:

$$\eta_C = \eta_D = \sqrt{\eta_{ciclo}} \cong 97{,}5\%$$

j. lo stato di carica del sistema di accumulo (SOC) viene calcolato per ogni k-esima ora nel seguente modo in funzione della fase di carica o di scarica:

$$SOC_{k+1} = SOC_k - \frac{P_{ESS} \cdot \eta_C}{N \cdot E_{ESS}} \quad (fase\ di\ carica)$$

$$SOC_{k+1} = SOC_k - \frac{P_{ESS}}{\eta_D \cdot N \cdot E_{ESS}} \quad (fase\ di\ scarica)$$

con P_{ESS} la potenza assorbita/scaricata dal sistema di accumulo (si ricorda che $P_{ESS} > 0$ in fase di scarica, mentre $P_{ESS} < 0$ in fase di carica);

k. lo stato iniziale di carica del sistema di accumulo (SOC) è stabilito in 80%;

l. il rendimento dell'inverter è assunto pari a:

$$\eta_{INV} = 98\%$$

La funzione da ottimizzare è quella di ricavo giornaliero che è data da:

$$R = \sum_{k=1}^{24} (p_k \cdot P_{Lk})$$

con p_k il prezzo orario dell'energia elettrica sul MGP e P_{Lk} è la potenza oraria immessa in rete.

I vincoli e le condizioni sotto cui vengono svolti i calcoli sono:

- la potenza erogata dall'impianto deve essere maggiore od uguale a zero (vedi ipotesi c.) e deve essere inferiore alla potenza massima trasmissibile dalle linee di connessione con la rete. Prudenzialmente si è stabilità una potenza massima del 115% della potenza nominale dell'impianto. Quindi la potenza dell'impianto deve essere compresa tra:

$$0 \leq P_{Lk} \leq 11\ MW$$

- la potenza erogata/assorbita da ogni modulo del sistema di accumulo deve essere compresa tra

$$-P_{nESS-C} \leq P_{ESSk} \leq P_{nESS-D}$$

  e quindi la potenza totale dell'accumulo deve soddisfare alla seguente

$$-P_{MAX-C} \leq N \cdot P_{ESSk} \leq P_{MAX-D}$$

- lo stato di carica del sistema di accumulo SOC, per soddisfare le condizioni precisate al paragrafo 6.3, deve essere compreso tra:

$$40\% \leq SOC_k \leq 100\%$$

- lo shifting energetico viene effettuato se il rapporto tra il prezzo dell'energia elettrica in corrispondenza dell'accumulo e il prezzo in corrispondenza della scarica soddisfa la seguente disequazione:

$$\frac{p_C}{p_D} < \eta_{ciclo} \cdot {\eta_{INV}}^2 \cong 0.912$$

In allegato, alla fine del capitolo, è riportato un esempio dello scambio energetico nelle giornate del 01 e 02 Gennaio 2014 per le sei diverse capacità di accumulo in cui sono riportate la produzione oraria dell'impianto eolico, la produzione oraria del sistema di accumulo, la produzione oraria dell'intero impianto e il ricavo orario per ogni configurazione di impianto.

La Figura 12.6 riporta l'andamento delle curve di ricavo annuale per le sei configurazioni analizzate, normalizzate per il ricavo dell'anno 2014 con impianto eolico privo di sistema di accumulo.

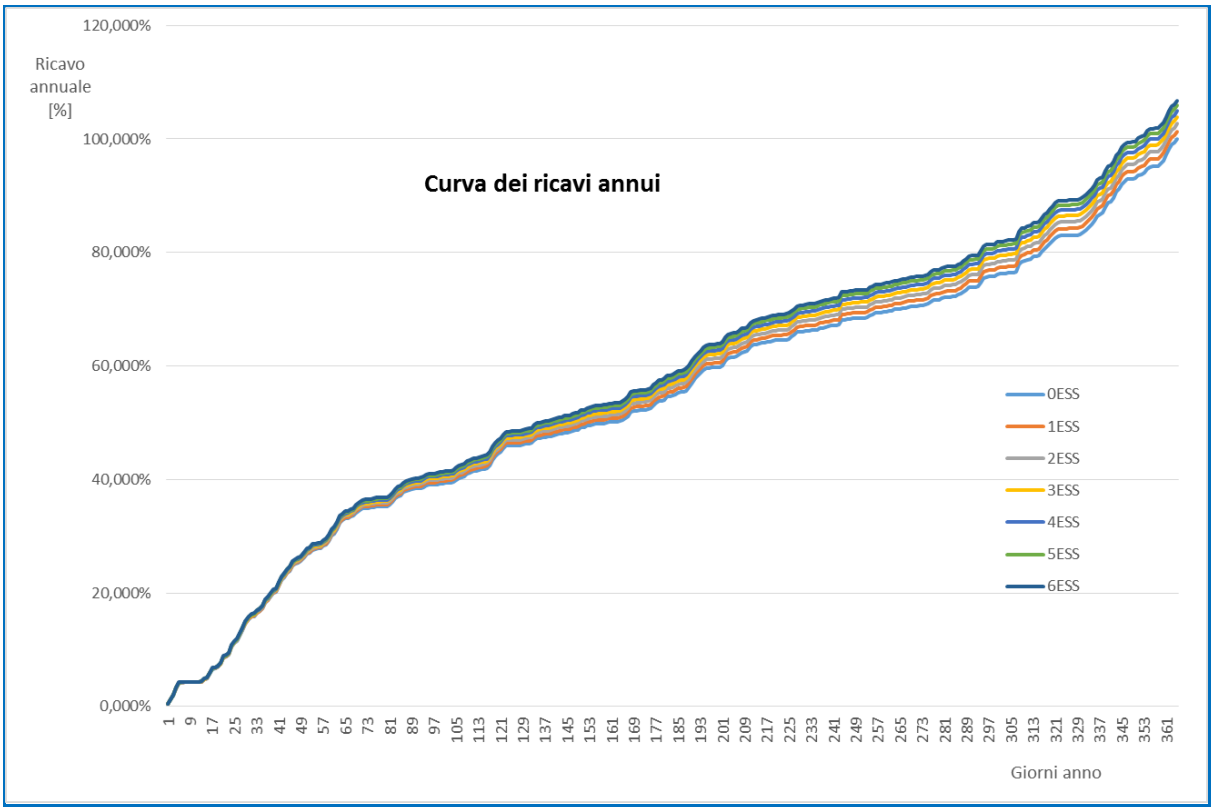


Figura 12.6. Curva dei ricavi annui normalizzati al ricavo annuo del 2014 dell'impianto senza accumulo

La Figura 13.6 illustra il ricavo differenziale tra ogni configurazione con sistema di accumulo e quella senza sistema di accumulo: questa consente di comprendere meglio la potenzialità economica di ogni versione analizzata e di verificarne direttamente i margini di ricavo.

Il ricavo per unità di sistema di accumulo tende a diminuire al crescere della capacità totale. Infatti, all'aumentare del numero delle unità di accumulo aumenta la probabilità di immagazzinamento dell'energia nelle ore con prezzo superiore al minimo e, parallelamente, di immissione dell'energia nelle ore con prezzo inferiore al massimo (se viene raggiunto il limite di generazione di 11 MW). Per le capacità analizzate si riscontra che, com'era prevedibile, il maggior ricavo relativo si ha con la singola unità di accumulo e che via via il ricavo tende a diminuire con un andamento lineare del tipo:

$$R_{NESS}\% = R_{1ESS}\% - k \cdot (N - 1)$$

dove R_{NESS} è il ricavo con N unità di accumulo, R_{1ESS} è il ricavo ottenuto con la singola unità di accumulo e k è una costante che nel caso in studio è pari a 0.045 (vedi Figura 14.6).

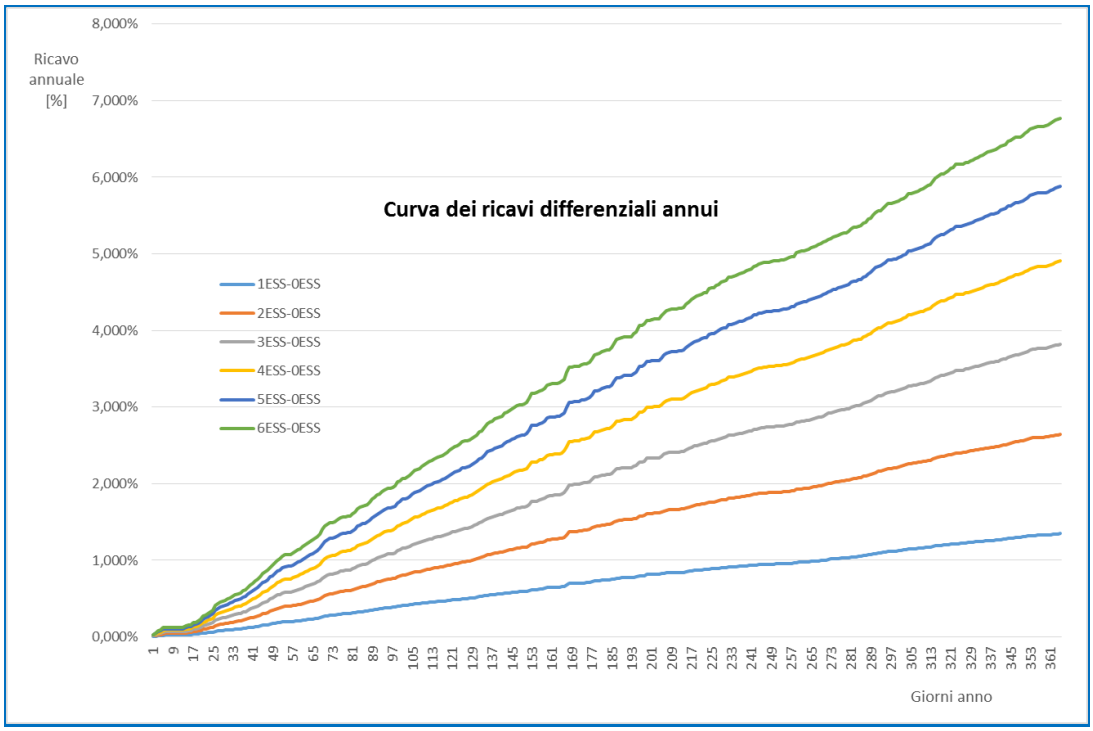


Figura 13.6. Curva dei ricavi differenziali annui normalizzati al ricavo annuo del 2014 dell'impianto senza accumulo

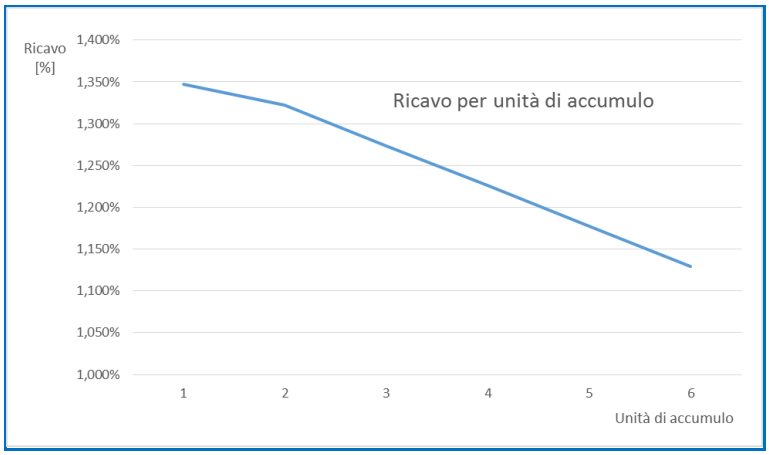


Figura 14.6. Andamento del ricavo differenziale annuo in funzione del numero di unità di accumulo

La Figura 15.6 riporta un esempio del profilo della SOC e della potenza erogata oraria dal sistema di accumulo per il giorno 24 Gennaio 2014 per le configurazioni con un modulo e con sei moduli da 1020 kWh cadauno. Si nota, per la configurazione a 6 moduli, la saturazione del massimo scaricabile, poiché in quel frangente di tempo la somma della potenza del generatore eolico e della potenza dell'accumulo raggiunge il limite della massima potenza trasmissibile.

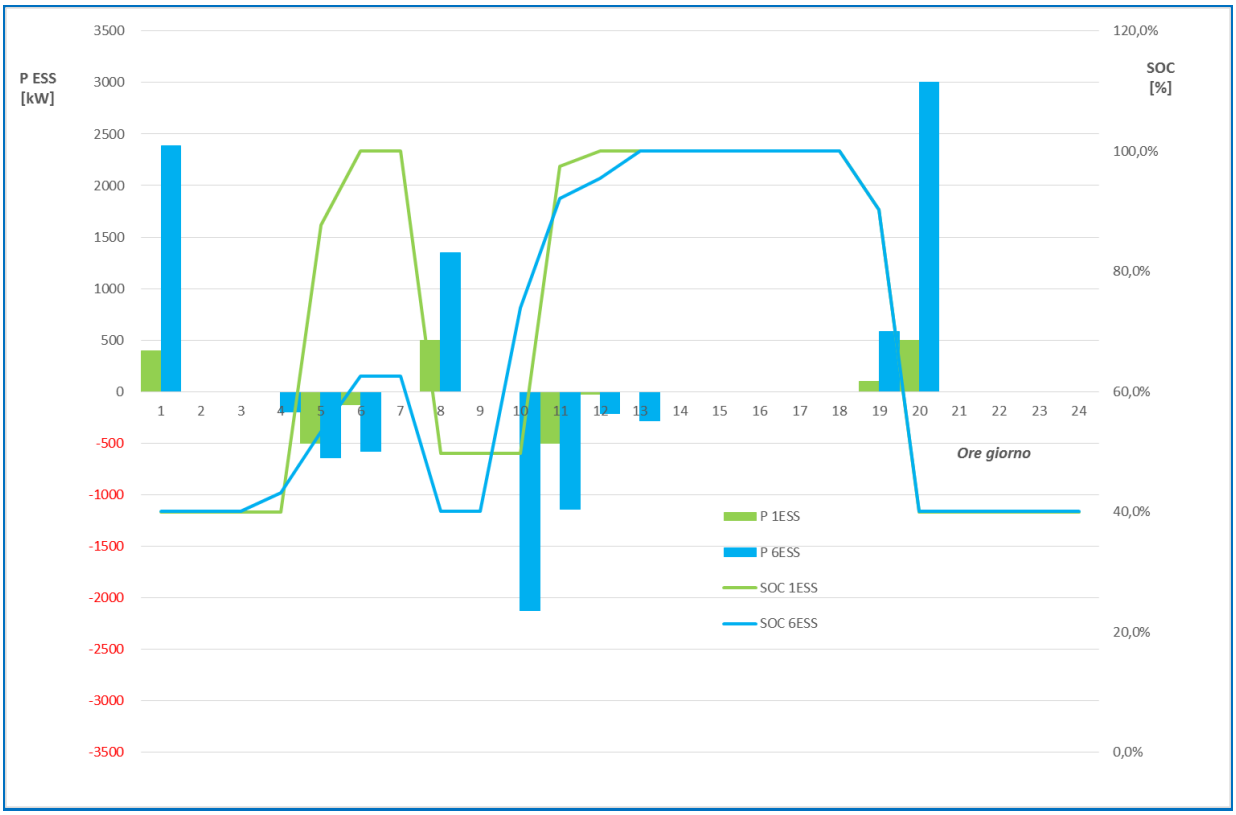


Figura 15.6. SOC e potenza erogata dal sistema di accumulo per configurazioni da 1, 3 e 6 moduli da 1020 kWh

Il numero di cicli totali risultante dalla simulazione a cui è sottoposto il sistema di accumulo è pari a 470. Per determinare la vita attesa delle batterie è necessario calcolare il numero di macrocicli equivalenti determinabile per il caso in esame con la seguente relazione:

$$n_{eq} = \frac{1}{2 \cdot N \cdot E_{ESS}} \sum_{k=1}^{8760} \left| P_{ESS_k} \right|$$

Per le configurazioni prese in esame, il numero di macrocicli è riportato nella Figura 16.6.

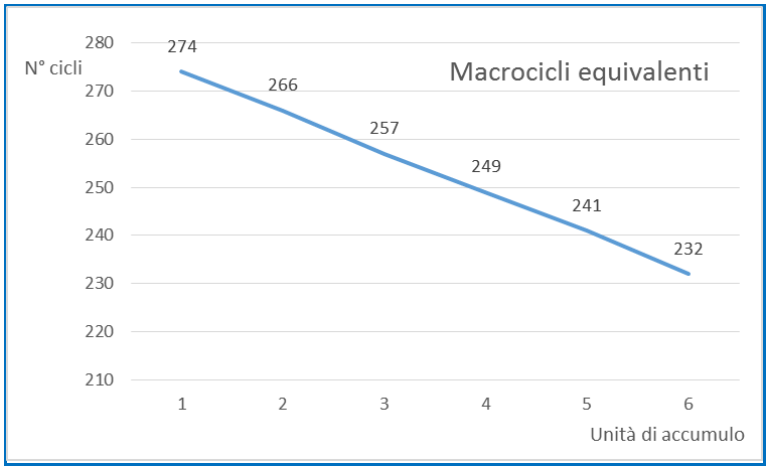


Figura 16.6. Macrocicli delle diverse configurazioni di accumulo

La vita attesa dei sistemi di accumulo per le varie configurazioni è data dal numero di cicli attesi entro la EOL (*End Of Life*) delle batterie che per il prodotto analizzato è di 6000 cicli (vedi Figura 17.6).

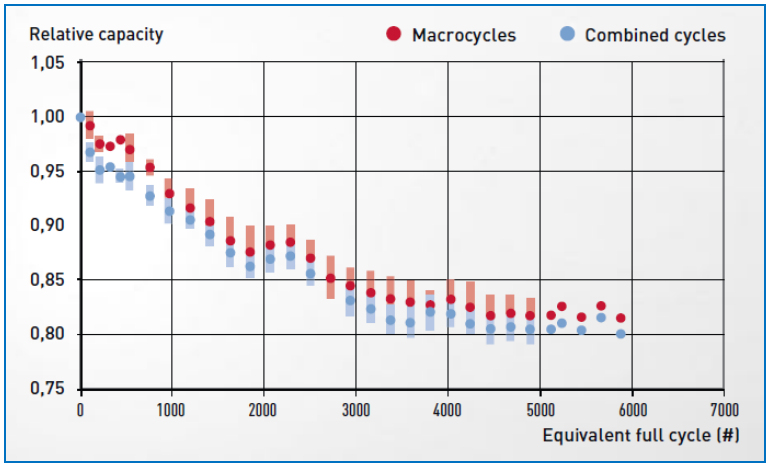


Figura 17.6. Capacità della batteria in funzione dei cicli di funzionamento e della DOD [38]

Dai dati calcolati si ricavano le vite attese dei sistemi di accumulo per le sei configurazioni prese in esame (approssimate per difetto – vedi Tabella 1.6).

CONFIGURAZIONE	**1 MOD.**	**2 MOD.**	**3 MOD.**	**4 MOD.**	**5 MOD.**	**6 MOD.**
VITA ATTESA [anni]	**21**	**22**	**23**	**24**	**24**	**25**

Tabella 1.6. Vita attesa delle varie configurazioni di impianto

6.5. Fattibilità economica del Time Shifting sul prezzo di vendita e valutazione dei risultati.

Il reddito annuo ottenibile e la vita attesa del sistema di accumulo concorrono alla definizione dei confini entro i quali può essere economicamente realizzabile una applicazione del tipo Time Shifting sul prezzo di vendita per l'impianto eolico in esame. In questo paragrafo si prendono in esame i flussi di cassa generati durante la vita dell'impianto al fine di ottenere degli indicatori utili per la scelta e la valutazione attuale e futura dell'investimento e, non da ultimo, consentire di stabilire, con un certo grado di oggettività, la sostenibilità economica del progetto.

A tal proposito vengono presentate alcune curve che descrivono l'andamento dei flussi di cassa prodotti dalle sei configurazioni analizzate durante la loro vita attesa, normalizzati al reddito dell'impianto privo di accumulo, e il costo massimo dell'unità di accumulo in funzione del tempo di ritorno sul capitale investito. Gli indicatori descritti dalle curve sopracitate permettono di comprendere quale sia la redditività del sistema nel tempo e di specificare il massimo costo per kWh del sistema di accumulo per ottenere un determinato tempo di ritorno del capitale investito.

Le ipotesi e le assunzioni su cui si basa il calcolo dei flussi di cassa sono riportate qui di seguito:

- l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica sul MGP e della produzione dell'impianto eolico negli anni di vita attesa ripercorrono gli stessi andamenti dell'anno di riferimento (anno solare 2014);
- non sono computate le eventuali maggiori imposte generate dall'incremento della produzione di energia elettrica e del reddito;
- i flussi si intendono al netto dell'inflazione;
- il costo di manutenzione è valutato in $\frac{1}{1000}\left[\frac{€}{kWh}\right]$ sull'energia erogata dal sistema di accumulo;
- la vita attesa di ogni impianto è pari a quella calcolata nel precedente paragrafo;
- la capacità del sistema di accumulo subisce un decadimento pari a quello indicato al paragrafo 6.3;
- la variazione del reddito in funzione della capacità del sistema di accumulo è definita da una funzione lineare ricavata dalla regressione lineare del reddito differenziale generato dalle varie configurazioni ed è data dalla seguente relazione normalizzata al reddito dell'impianto senza sistema di accumulo:

$$\Delta R_N = 3890 + 9.483 \cdot N \cdot E_{ESS}$$

I flussi di cassa generati dalle varie configurazioni di impianto in funzione dell'anno di funzionamento sono rappresentati dalle curve riportate nelle seguenti Figure 18.6, 19.6 e 20.6, rispettivamente per un tasso di riferimento del 3%, del 5% e del 7%.

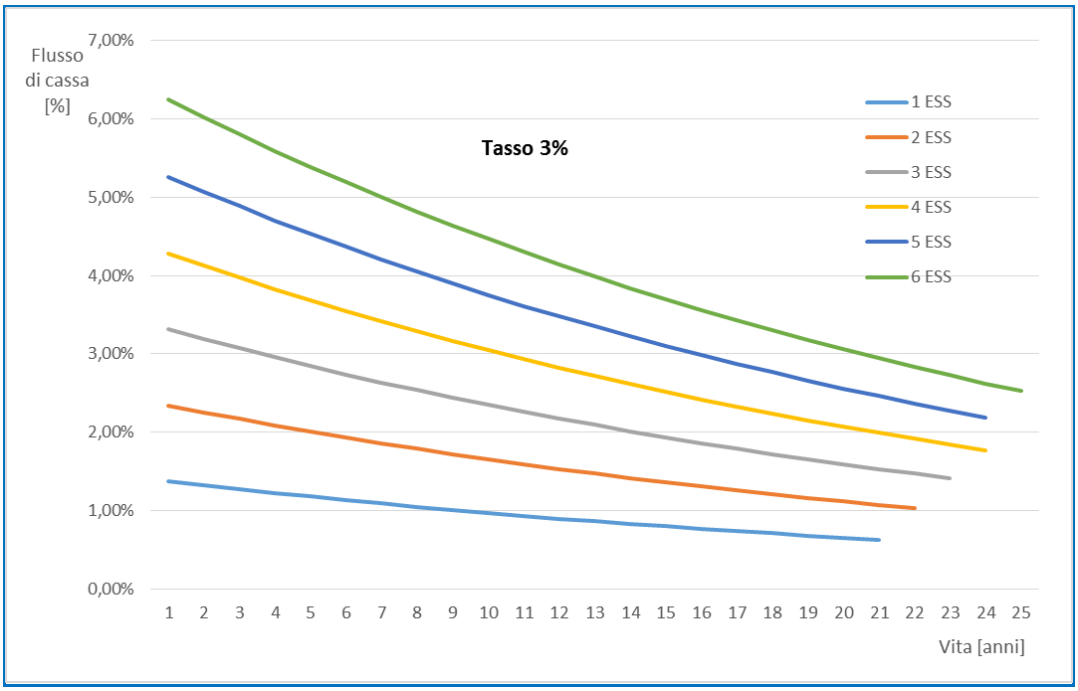


Figura 18.6. Flusso di cassa normalizzato per un tasso di riferimento del 3%.

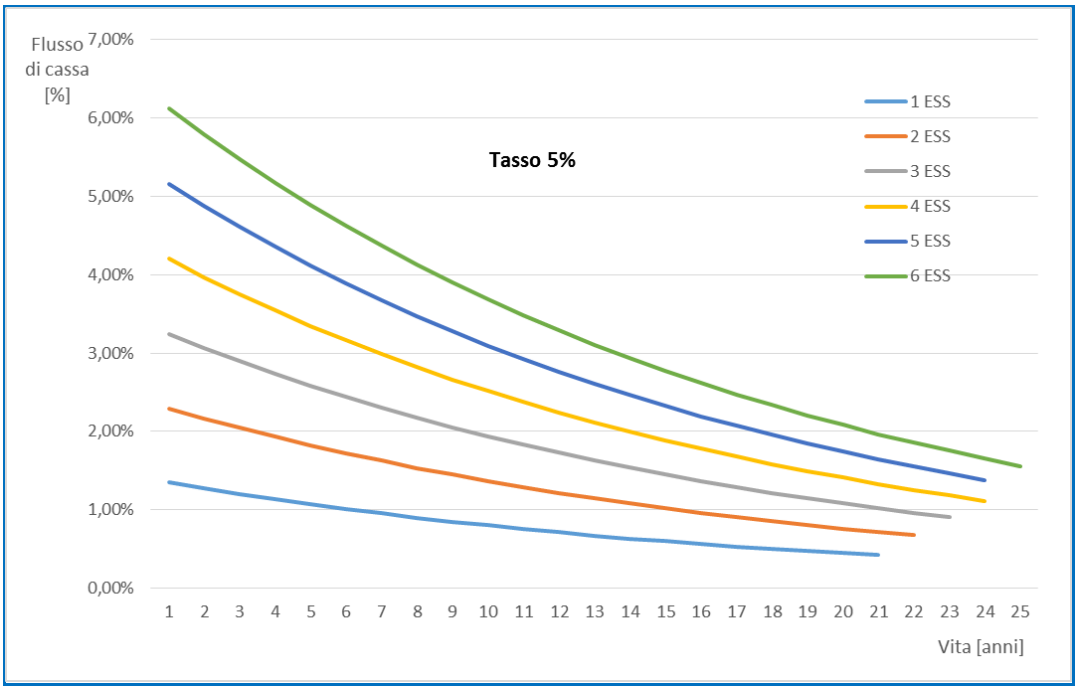


Figura 19.6. Flusso di cassa normalizzato per un tasso di riferimento del 5%.

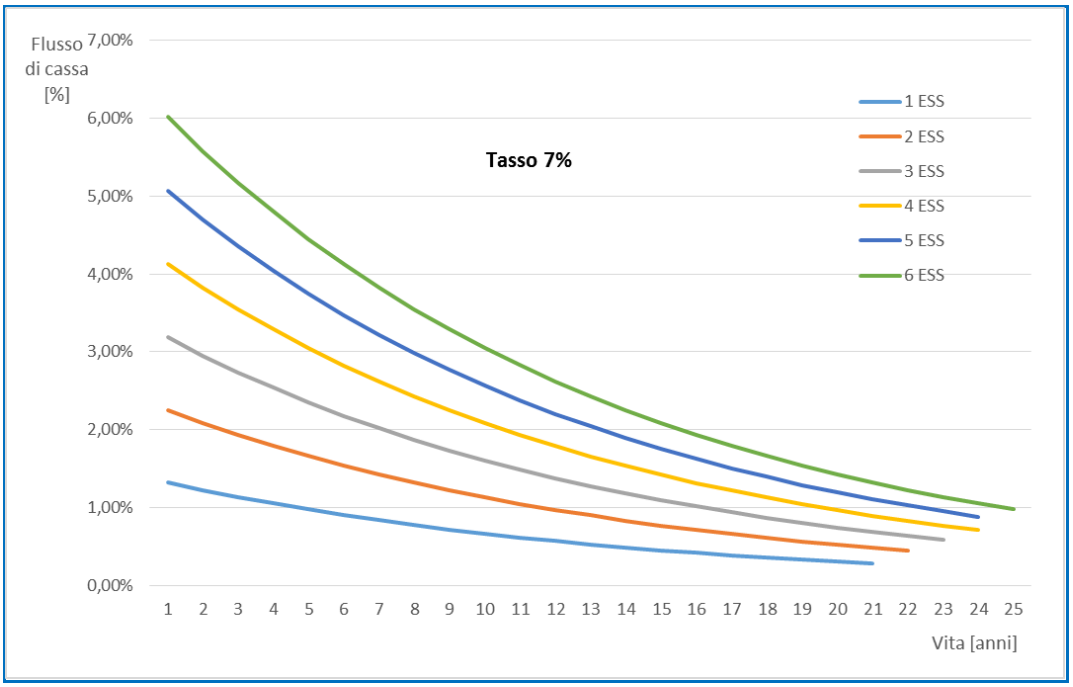


Figura 20.6. Flusso di cassa normalizzato per un tasso di riferimento del 7%.

Le Figure 21.6, 22.6 e 23.6 illustrano, invece, l'andamento del costo massimo del sistema di accumulo in $\left[{}^{€}/_{kWh}\right]$ in funzione del tempo di ritorno del capitale investito, rispettivamente per tassi di riferimento del 3%, del 5% e del 7%.

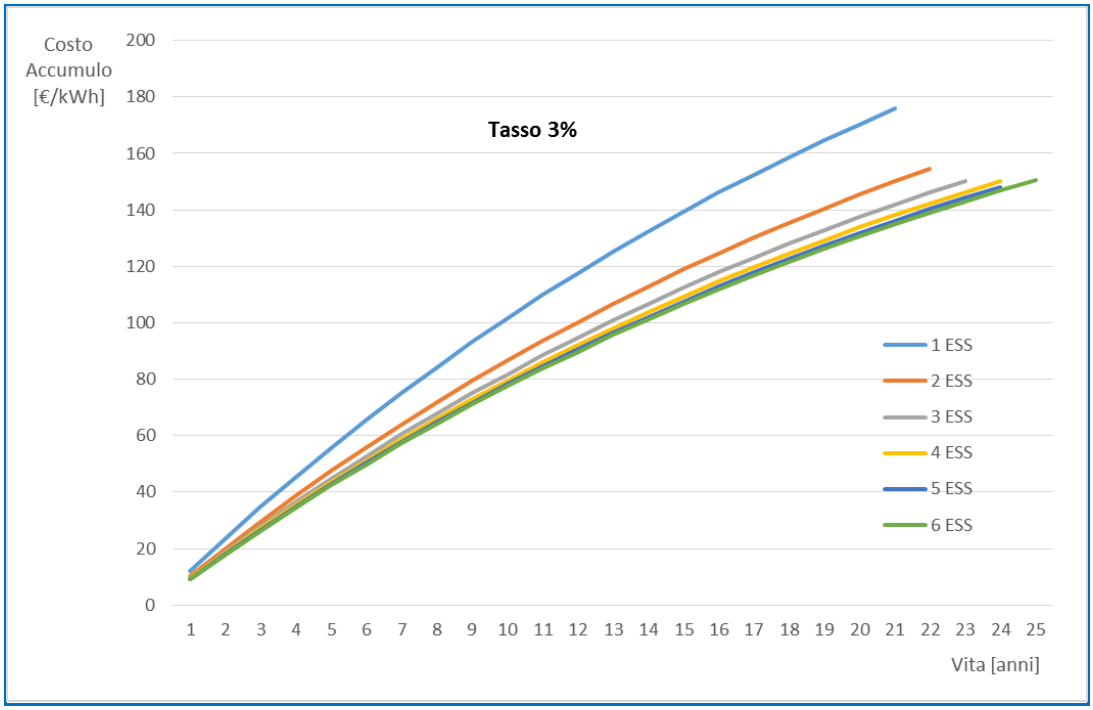


Figura 21.6. Costo massimo del sistema di accumulo in funzione del tempo di ritorno per un tasso di riferimento del 3%.

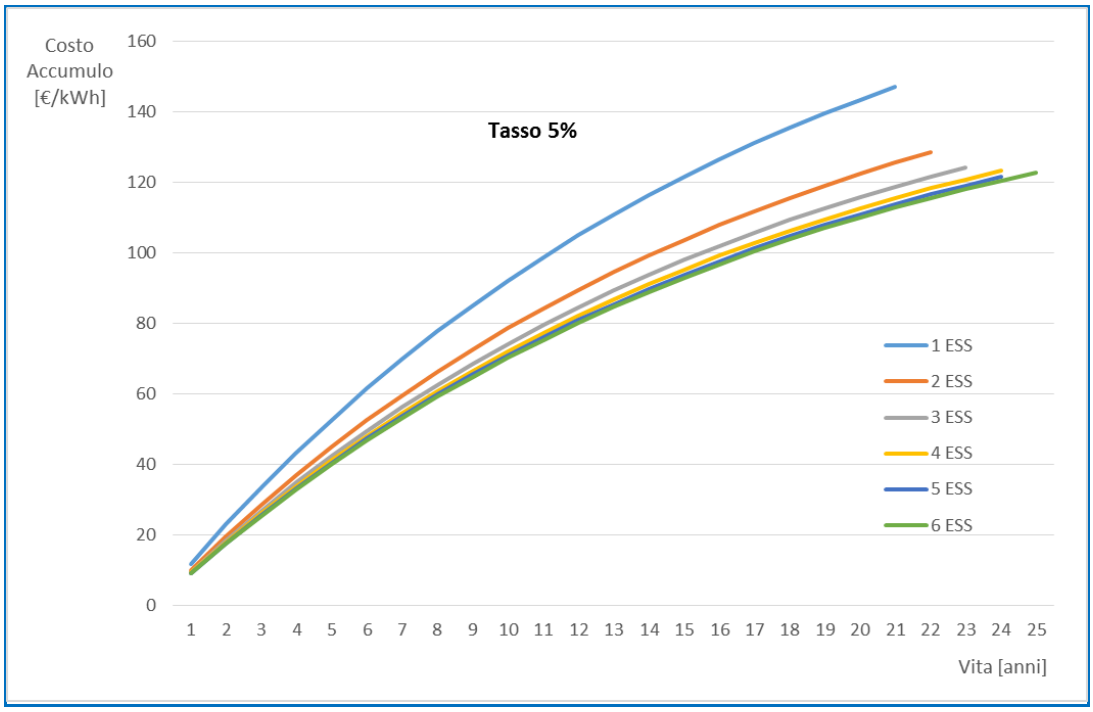


Figura 22.6. Costo massimo del sistema di accumulo in funzione del tempo di ritorno per un tasso di riferimento del 5%.

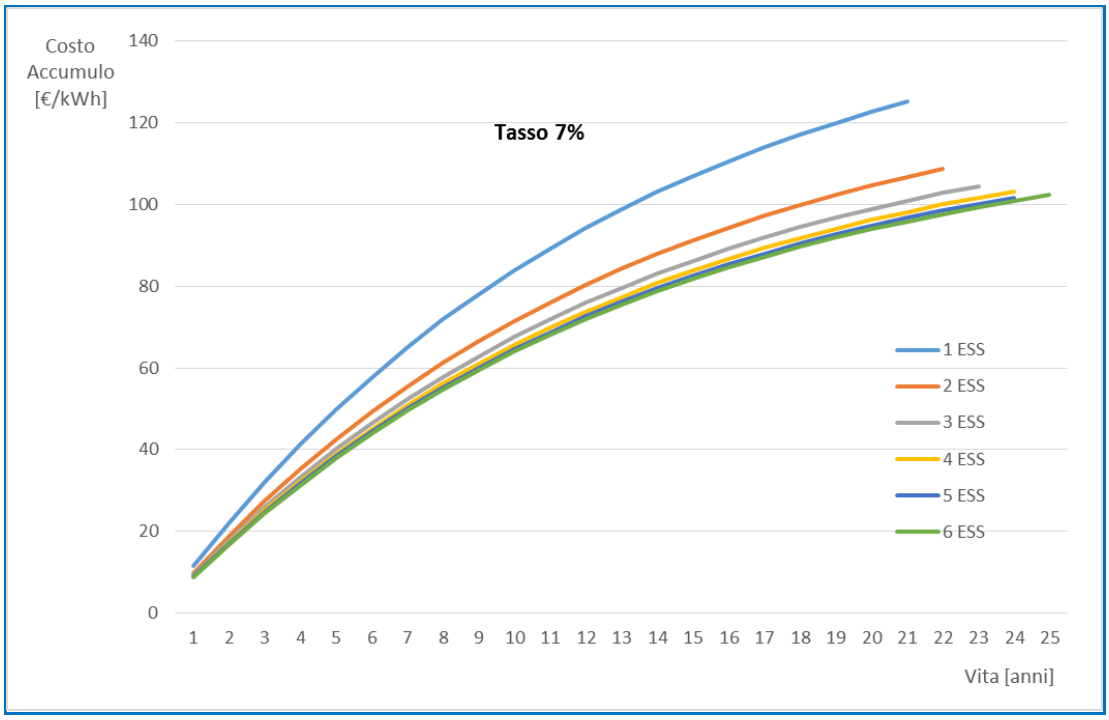


Figura 23.6. Costo massimo del sistema di accumulo in funzione del tempo di ritorno per un tasso di riferimento del 7%.

Le curve delle Figure 21.6, 22.6 e 23.6, se confrontate con gli attuali costi dei moduli di accumulo che si aggirano tra i 650 e i 750 $\left[{}^{€}/_{kWh}\right]$, indicano chiaramente che ad oggi il servizio dello spostamento nel tempo della vendita dell'energia elettrica per l'impianto eolico in esame è economicamente insostenibile.

Questa posizione, comunque, potrebbe essere rivista entro un decennio se vengono confermate le attuali prospettive di ribasso dei prezzi delle batterie. Infatti, l'evoluzione tecnologica degli accumulatori agli ioni di Litio, trainata soprattutto dal mercato automobilistico, sta determinando un calo dei prezzi più rapido delle previsioni a tal punto che già oggi hanno raggiunto dei livelli che qualche anno fa si stimava sarebbero raggiunti nel 2020.

Secondo uno studio recente ("*Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles*", di Björn Nykvist e Måns Nilsson pubblicato in [39]) la discesa dei prezzi potrebbe portare la quotazione delle batterie agli ioni di Litio nel 2025 intorno ai 160÷200 $\left[{}^{€}/_{kWh}\right]$ contro gli attuali 400÷500 $\left[{}^{€}/_{kWh}\right]$ (lo studio conferma la discesa dei prezzi di questi ultimi anni del 14% annuo, mentre stima per i prossimi anni un calo medio dell'8% annuo – vedi Figura 24.5). Una ulteriore incentivazione al ribasso potrebbe essere fornita dalla vicinanza del prezzo alla soglia dei 150 $\left[{}^{€}/_{kWh}\right]$, il cui superamento, secondo alcuni analisti, potrebbe dare la piena competitività dei veicoli elettrici rispetto a quelli con motore endotermico. Pertanto se tali previsioni si

confermassero nella realtà, la fattibilità economica del servizio di Time Shifting sul prezzo di vendita potrebbe realizzarsi entro i termini di tempo indicati nello studio.

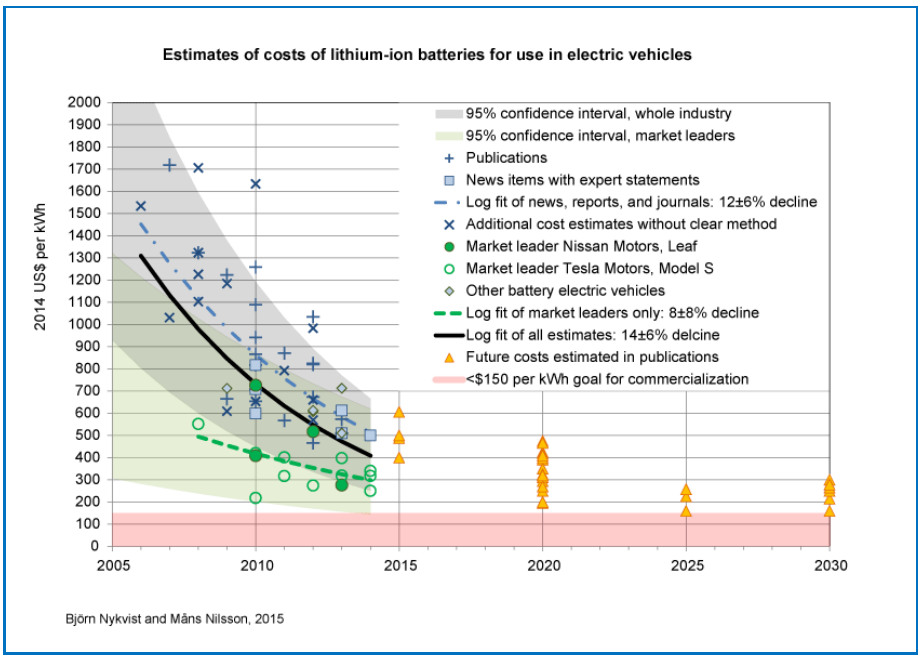


Figura 24.6. Stima dei costi delle batterie agli ioni di Litio per veicoli elettrici [39].

La valutazione sulla sostenibilità futura è comunque soggetta alle modalità di variazione del profilo dei prezzi sul MGP, che ovviamente sono dipendenti dal costo del combustibile e dalla composizione degli impianti di produzione del sistema elettrico nazionale. Comunque, è ragionevole ritenere che ulteriori incrementi nella generazione da FRNP non avranno, almeno nel breve periodo, ulteriori effetti in termini di variazione dei prezzi di equilibrio, perché la tecnologia marginale ricorrente che fissa il prezzo di borsa nella maggior parte delle ore rimarrà quella del gas che limiterà il deprezzamento del costo dell'energia al livello dei costi variabili di esercizio degli impianti più efficienti.

Quindi, finché nel corso della giornata sarà necessaria la produzione di impianti termoelettrici per soddisfare i requisiti di sicurezza del sistema, la penetrazione delle FR modificherà presumibilmente il profilo della curva dei prezzi giornalieri e meno la relativa media ponderata, perché questa dovrà garantire la copertura dei costi variabili degli stessi impianti termoelettrici. Quindi i prezzi nel MGP potrebbero subire una maggior variabilità e volatilità e tale situazione potrebbe verosimilmente permanere finché gli impianti FRNP non parteciperanno al mercato dell'energia, al dispacciamento e ai servizi di rete. In presenza di elevata variabilità, potrebbe risultare maggiore la remunerazione della discriminazione nel tempo della vendita dell'energia elettrica che di conseguenza potrebbe comportare una maggior convenienza ad utilizzare sistemi di accumulo dedicati al servizio di Time Shifting sul prezzo di vendita e, parallelamente, un minor tempo di ritorno sul capitale investito.

6.6. Conclusioni.

Come precisato nel precedente paragrafo, sulla base dei prezzi del MGP e della produzione dell'anno 2014, ad oggi non è economicamente conveniente l'applicazione di sistemi di accumulo per il servizio esclusivo di Time Shifting energetico per l'impianto eolico in studio. La sostenibilità economica del progetto, comunque, potrebbe verificarsi in un prossimo futuro se il prezzo delle batterie agli ioni di Litio subiranno un ribasso pari a quello delle ultime previsioni.

Il presente lavoro ha permesso di definire in modo rigoroso i limiti entro i quali diventa economicamente realizzabile una applicazione del tipo Time Shifting sul prezzo di vendita e potrebbe costituire una base di partenza per un ulteriore studio di analisi di fattibilità di sistemi di accumulo abbinati ad impianti eolici assolventi il servizio di regolazione primaria, di riserva sintetica oltre a quello, appunto, della discriminazione della vendita di energia sulla base del prezzo sul MGP. Questo indurrebbe, ovviamente, ad una maggiore reddittività dell'impianto e quindi ad una maggior convenienza nell'utilizzo di accumuli elettrochimici.

I risultati conseguiti, inoltre, possono essere utilizzati anche per la valutazione di altri impianti e forniscono, a mio avviso, una utile indicazione sui margini di ricavo ottenibili dal servizio analizzato e dei tempi di recupero del capitale investito.

Bibliografia e Sitografia

[1] A.A. Akhil, G. Huff, A.B. Currier, B. C. Kaun, D.M. Rastler, S.B. Chen, A.L. Cotter, D.T. Bradshaw, W.D. Gauntlett: *DOE/EPRI Electricity Storage Handbook*. SANDIA REPORT - February 2015

[2] P. Krivik and P. Baca: *Electrochemical Energy Storage, Energy Storage* - Technologies and Applications - InTech - 2013

[3] H. Ibrahim, A. Ilinca. *Techno-Economic Analysis of Different Energy Storage Technologies, Energy Storage* - Technologies and Applications - InTech - 2013

[4] H. Chen, X. Zhang, J. Liu, C. Tan: *Compressed Air Energy Storage, Energy Storage*. Technologies and Applications - InTech - 2013

[5] International Energy Agency: *Technology Roadmap. Energy storage*. Report - 2014

[6] ENEA Consulting: *Energy storage. Issues, technical solutions and development opportunities.* Report - March 2012

[7] M. Conte, G. Graditi, M.G. Ippolito, E. Riva Sanseverino, E. Telaretti, G. Zizzo: *Analisi e definizione di strategie di gestione e controllo di sistemi di accumulo elettrico per applicazioni in reti di distribuzione attive automatizzate. Report 1 – Analisi dello stato dell'arte*. Ricerca Sistema Elettrico - ENEA - Settembre 2011

[8] R. Giglioli, D. Poli: *Valutazione dell'impatto dell'utilizzo delle batterie al litio nelle applicazioni stazionarie*. Ricerca Sistema Elettrico - ENEA - Settembre 2010

[9] Ricerca sul Sistema Energetico - RSE SpA: *L'accumulo di energia elettrica*. Il Melograno - 2011

[10] International Electrotechnical Commission: *Electrical Energy Storage*. White Paper, Geneva (CH) - 2011.

[11] The Boston Consulting Group: *Revisiting Energy Storage. There Is a business case*. Report – February 2011

[12] SBC Energy Institute: *Electricity Storage*. Factbook series Leading the Energy Transition Schlumberger, - September 2013

[13] H. Chen, T. Ngoc Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, Y. Ding: *Progress in electrical energy storage system: A critical review*. Elsevier - Progress in Natural Science – V. 19 (2009), Pages 291÷312

[14] H. Ibrahima, A. Ilinca, J. Perron: *Energy storage systems − Characteristics and comparisons*. Elsevier - Renewable and Sustainable Energy Reviews – V. 12 (2008), Pages 1221÷1250

[15] E.S. Matee, G. Radman: *Determination of Optimum Economic Power Commitment by Wind Farms equipped with Energy Storage System*. IEEE 978-1-4799-6585-4/14 – 2014

[16] M. R. Aghaebrahimi: *Using Energy Storage in Grid-connected Wind Farms for Improving Economical aspects of Wind Farm Utilization*. IEEE 978-1-4673-0784-0/12 - 2012

[17] M. Dicorato: *Il mercato dell'energia elettrica in Italia*. Pianificazione ed esercizio dei sistemi elettrici – Lezioni – 2011

[18] *Vademecum della borsa elettrica italiana*. Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. - Settembre 2012

[19] G. Trupia: *Il mercato dell'energia elettrica in Italia*. Atti conferenza – 2012

[20] V. Canazza: *Il mercato elettrico italiano: stato dell'arte e prospettive*. Atti conferenza REF-E – Pavia - Maggio 2014

[21] M. Gallanti - RSE S.p.A.: *Applicazioni dei sistemi di accumulo al servizio del sistema elettrico*. Atti conferenza Legambiente - Roma - Giugno 2013

[22] M. Benini - RSE S.p.A.: *L'accumulo di energia elettrica: aspetti economici*. Atti conferenza – Milano - Dicembre 2011

[23] M. Delfanti, V. Olivieri: *Possibili modalità innovative di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento da fonti rinnovabili non programmabili e generazione distribuita*. Studio condotto per Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas – Politecnico di Milano – Giugno 2013

[24] R. Schöttler, M. Maggi: *Accumulatori a superconduttori*. Power Technology – Novembre 2001

[25] M. Zecchinato: *Sistemi di accumulo e fonti rinnovabili: stato dell'arte, potenzialità e prospettive. Analisi di fattibilità su alcuni casi di studio reali*. Tesi di laurea – Padova - A.A 2013/2014

[26] Delibera AEEGSI 574/2014/R/EEL del 20 Novembre 2014: *Disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale*.

[27] Delibera AEEGSI 642/2014/R/EEL del 18 Dicembre 2014: *Ulteriori disposizioni relative all'installazione e all'utilizzo dei sistemi di accumulo. Disposizioni relative all'applicazione delle norme CEI 0-16 e CEI 0-21*.

[28] Relazione AEEGSI 277/2014/I/EFR del 12 Giugno 2014: *Stato di utilizzo e integrazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili*.

[29] AEEGSI. *Testo Unico ricognitivo della Produzione elettrica (TUP)*. - Aggiornato 6 maggio 2014

[30] Versione consolidata Norma CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*. Comitato Elettrotecnico Italiano – 09/2014

[31] Versione consolidata Norma CEI 0-21: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*. Comitato Elettrotecnico Italiano – 09/2014

[32] Variante Norma CEI 0-16;V1: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica*. Comitato Elettrotecnico Italiano – 12/2014

[33] Variante Norma CEI 0-21;V1: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica*. Comitato Elettrotecnico Italiano – 12/2014

[34] FAQ sull'applicazione delle prescrizioni sui sistemi di accumulo: *Quesiti relativi alle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT, MT e BT delle imprese distributrici di energia elettrica*. Comitato Elettrotecnico Italiano – 23/03/2015

[35] Saft Industrial Battery Group: *Ni-Cd block battery*. Brochure/Catalog - April 2007

[36] Power-Sonic Corporation: *Sealed Lead Acid Batteries*. Technical Manual - 2009

[37] Power-Sonic Corporation: *Nickel Cadmium and Nickel-Metal Hydride Rechargeable Batteries and Chargers*. Technical Catalog - 2009

[38] http://www.saftbatteries.com/

[39] http://www.qualenergia.it/

[40] http://orizzontenergia.it/
[41] http://www.energystorageexchange.org/
[42] http://www.energyhunters.it/
[43] http://www.powertechsystems.eu/
[44] http://www.ibt-power.com/
[45] http://www.ngk.co.jp
[46] http://www.ideegreen.it
[47] http://www.pdenergy.com
[48] http://www.intechopen.com
[49] http://www.energystoragesense.com
[50] http://www.ecquologia.com
[51] http://www.dailyenmoveme.com/
[52] http://www.mercatoelettrico.org/

Appendice A

Esempio di produzione oraria e ricavo orario per le giornate del 01 e 02 Gennaio 2014

DATI GENERALI										SENZA ESS	OTTIMIZZAZIONE CON N° 1 MODULO ESS						OTTIMIZZAZIONE CON N° 2 MODULI ESS						OTTIMIZZAZIONE CON N° 3 MODULI ESS						OTTIMIZZAZIONE CON N° 4 MODULI ESS						OTTIMIZZAZIONE CON N° 5 MODULI ESS						OTTIMIZZAZIONE CON N° 6 MODULI ESS					
											N° mod. ESS		1	En. cad. ESS [kWh]		1020	N° mod. ESS		2	En. cad. ESS [kWh]		1020	N° mod. ESS		3	En. cad. ESS [kWh]		1020	N° mod. ESS		4	En. cad. ESS [kWh]		1020	N° mod. ESS		5	En. cad. ESS [kWh]		1020	N° mod. ESS		6	En. cad. ESS [kWh]		1020
											$P_{MAX,C}$ ESS [kW]		-500	$P_{MAX,D}$ ESS [kW]		500	$P_{MAX,C}$ ESS [kW]		-1000	$P_{MAX,D}$ ESS [kW]		1000	$P_{MAX,C}$ ESS [kW]		-1500	$P_{MAX,D}$ ESS [kW]		1500	$P_{MAX,C}$ ESS [kW]		-2000	$P_{MAX,D}$ ESS [kW]		2000	$P_{MAX,C}$ ESS [kW]		-2500	$P_{MAX,D}$ ESS [kW]		2500	$P_{MAX,C}$ ESS [kW]		-3000	$P_{MAX,D}$ ESS [kW]		3000
Potenza Massima [kW]			11000	Efficienza inverter		98,00%					Rendimento carica		97,50%	Rendimento scarica		97,50%	Rendimento carica		97,50%	Rendimento scarica		97,50%	Rendimento carica		97,50%	Rendimento scarica		97,50%	Rendimento carica		97,50%	Rendimento scarica		97,50%	Rendimento carica		97,50%	Rendimento scarica		97,50%	Rendimento carica		97,50%	Rendimento scarica		97,50%
Data			Ora								SOC_{MAX}		100%	SOC_{min}		40%	SOC_{MAX}		100%	SOC_{min}		40%	SOC_{MAX}		100%	SOC_{min}		40%	SOC_{MAX}		100%	SOC_{min}		40%	SOC_{MAX}		100%	SOC_{min}		40%	SOC_{MAX}		100%	SOC_{min}		40%
Giorno	Mese	Anno	da	a	Prod. WD oraria [kWh]	Prezzo Zonale Orario [€/MWh]	Ricavo orario [%]	Prod. ESS [kWh]	SOC [%]	DOD [%]	Stato ESS [Scar = 1]	Prod. WD + ESS [kWh]	Ricavo orario [€/h]	Prod. ESS [kWh]	SOC [%]	DOD [%]	Stato ESS [Scar=1]	Prod. WD + ESS [kWh]	Ricavo orario [€/h]	Prod. ESS [kWh]	SOC [%]	DOD [%]	Stato ESS [Scar=1]	Prod. WD + ESS [kWh]	Ricavo orario [€/h]	Prod. ESS [kWh]	SOC [%]	DOD [%]	Stato ESS [Scar=1]	Prod. WD + ESS [kWh]	Ricavo orario [€/h]	Prod. ESS [kWh]	SOC [%]	DOD [%]	Stato ESS [Scar=1]	Prod. WD + ESS [kWh]	Ricavo orario [€/h]	Prod. ESS [kWh]	SOC [%]	DOD [%]	Stato ESS [Scar=1]	Prod. WD + ESS [kWh]	Ricavo orario [€/h]	Prod. ESS [kWh]	SOC [%]	DOD [%]	Stato ESS [Scar=1]	Prod. WD + ESS [kWh]	Ricavo orario [€/h]
1	Gennaio	2014	0	1	61	60,90	4	398	40,0%	60,0%	1	450	27	796	40,0%	60,0%	1	840	51	1193	40,0%	60,0%	1	1230	75	1590	40,0%	60,0%	1	1619	99	1989	40,0%	60,0%	1	2010	122	2386	40,0%	60,0%	1	2399	146
1	Gennaio	2014	1	2	53	60,84	3	0	40,0%	60,0%	0	52	3	0	40,0%	60,0%	0	53	3	0	40,0%	60,0%	0	53	3	0	40,0%	60,0%	0	53	3	0	40,0%	60,0%	0	53	3	0	40,0%	60,0%	0	53	3
1	Gennaio	2014	2	3	183	55,01	10	-0	40,0%	60,0%	0	183	10	0	40,0%	60,0%	0	183	10	0	40,0%	60,0%	0	183	10	0	40,0%	60,0%	0	183	10	0	40,0%	60,0%	0	183	10	0	40,0%	60,0%	0	183	10
1	Gennaio	2014	3	4	217	39,62	9	-0	40,0%	60,0%	0	216	9	0	40,0%	60,0%	0	217	9	-200	46,4%	53,6%	0	12	0	-200	44,8%	55,2%	0	12	0	-200	43,2%	56,8%	0	12	0	-200	43,2%	56,8%	0	12	0
1	Gennaio	2014	4	5	653	29,00	19	-500	87,8%	12,2%	0	142	4	-639	70,5%	29,5%	0	1	0	-639	66,7%	33,3%	0	1	0	-639	60,1%	39,9%	0	1	0	-639	56,0%	44,0%	0	1	0	-639	53,4%	46,6%	0	1	0
1	Gennaio	2014	5	6	592	37,00	22	-128	100,0%	0,0%	0	461	17	-500	98,3%	1,7%	0	1	0	-500	85,2%	14,8%	0	1	0	-500	73,9%	26,1%	0	1	0	-500	67,1%	32,9%	0	1	0	-500	62,6%	37,4%	0	1	0
1	Gennaio	2014	6	7	946	39,50	37	0	100,0%	0,0%	0	946	37	0	98,3%	1,7%	0	946	37	0	85,2%	14,8%	0	946	37	0	73,9%	26,1%	0	946	37	0	67,1%	32,9%	0	946	37	0	62,6%	37,4%	0	946	37
1	Gennaio	2014	7	8	2022	55,00	111	500	49,7%	50,3%	1	2511	138	1000	48,0%	52,0%	1	3002	165	1206	44,8%	55,2%	1	3204	176	1350	40,0%	60,0%	1	3345	184	1349	40,0%	60,0%	1	3343	184	1349	40,0%	60,0%	1	3343	184
1	Gennaio	2014	8	9	963	37,59	36	0	49,7%	50,3%	0	963	36	0	48,0%	52,0%	0	963	36	0	44,8%	55,2%	0	963	36	0	40,0%	60,0%	0	963	36	0	40,0%	60,0%	0	963	36	0	40,0%	60,0%	0	963	36
1	Gennaio	2014	9	10	2180	36,63	80	0	49,7%	50,3%	0	2180	80	0	48,0%	52,0%	0	2180	80	-592	63,7%	36,3%	0	1576	58	-1370	72,7%	27,3%	0	782	29	-1990	78,2%	21,8%	0	141	5	-2130	74,0%	26,0%	0	7	0
1	Gennaio	2014	10	11	1165	36,63	43	-500	97,5%	2,5%	0	655	24	-1000	95,8%	4,2%	0	145	5	-1140	100,0%	0,0%	0	2	0	-1140	100,0%	0,0%	0	2	0	-1140	100,0%	0,0%	0	2	0	-1140	92,1%	7,9%	0	2	0
1	Gennaio	2014	11	12	228	37,02	8	-26	100,0%	0,0%	0	201	7	-88	100,0%	0,0%	0	138	5	0	100,0%	0,0%	0	228	8	0	100,0%	0,0%	0	228	8	-210	95,5%	4,5%	0	228	8	-210	95,5%	4,5%	0	14	1
1	Gennaio	2014	12	13	738	36,63	27	0	100,0%	0,0%	0	737	27	0	100,0%	0,0%	0	738	27	0	100,0%	0,0%	0	738	27	0	100,0%	0,0%	0	738	27	-285	100,0%	0,0%	0	448	16	0	100,0%	0,0%	0	448	16
1	Gennaio	2014	13	14	1905	35,48	68	0	100,0%	0,0%	0	1905	68	0	100,0%	0,0%	0	1905	68	0	100,0%	0,0%	0	1905	68	0	100,0%	0,0%	0	1905	68	0	100,0%	0,0%	0	1905	68	0	100,0%	0,0%	0	1905	68
1	Gennaio	2014	14	15	1875	37,02	69	0	100,0%	0,0%	0	1875	69	0	100,0%	0,0%	0	1875	69	0	100,0%	0,0%	0	1875	69	0	100,0%	0,0%	0	1875	69	0	100,0%	0,0%	0	1875	69	0	100,0%	0,0%	0	1875	69
1	Gennaio	2014	15	16	2722	50,30	137	0	100,0%	0,0%	0	2721	137	0	100,0%	0,0%	0	2722	137	0	100,0%	0,0%	0	2722	137	0	100,0%	0,0%	0	2722	137	0	100,0%	0,0%	0	2722	137	0	100,0%	0,0%	0	2722	137
1	Gennaio	2014	16	17	3069	62,71	192	0	100,0%	0,0%	0	3068	192	0	100,0%	0,0%	0	3069	192	0	100,0%	0,0%	0	3069	192	0	100,0%	0,0%	0	3069	192	0	100,0%	0,0%	0	3069	192	0	100,0%	0,0%	0	3069	192
1	Gennaio	2014	17	18	4065	65,00	264	0	100,0%	0,0%	0	4065	264	0	100,0%	0,0%	0	4065	264	0	100,0%	0,0%	0	4065	264	0	100,0%	0,0%	0	4065	264	0	100,0%	0,0%	0	4065	264	0	100,0%	0,0%	0	4065	264
1	Gennaio	2014	18	19	4347	74,31	323	97	90,3%	9,7%	1	4442	330	193	90,3%	9,7%	1	4536	337	289	90,3%	9,7%	1	4630	344	386	90,3%	9,7%	1	4725	351	483	90,3%	9,7%	1	4821	358	579	90,3%	9,7%	1	4915	365
1	Gennaio	2014	19	20	5827	74,73	435	500	40,0%	60,0%	0	6316	472	1000	40,0%	60,0%	0	6807	509	1500	40,0%	60,0%	0	7297	545	2000	40,0%	60,0%	0	7787	582	2500	40,0%	60,0%	0	8277	619	3000	40,0%	60,0%	0	8767	655
1	Gennaio	2014	20	21	6548	72,15	472	0	40,0%	60,0%	0	6548	472	0	40,0%	60,0%	0	6548	472	0	40,0%	60,0%	0	6548	472	0	40,0%	60,0%	0	6548	472	0	40,0%	60,0%	0	6548	472	0	40,0%	60,0%	0	6548	472
1	Gennaio	2014	21	22	6875	68,02	468	0	40,0%	60,0%	0	6875	468	0	40,0%	60,0%	0	6875	468	0	40,0%	60,0%	0	6875	468	0	40,0%	60,0%	0	6875	468	0	40,0%	60,0%	0	6875	468	0	40,0%	60,0%	0	6875	468
1	Gennaio	2014	22	23	6145	64,12	394	0	40,0%	60,0%	0	6145	394	0	40,0%	60,0%	0	6145	394	0	40,0%	60,0%	0	6145	394	0	40,0%	60,0%	0	6145	394	0	40,0%	60,0%	0	6145	394	0	40,0%	60,0%	0	6145	394
1	Gennaio	2014	23	24	4550	57,81	263	0	40,0%	60,0%	0	4550	263	0	40,0%	60,0%	0	4550	263	0	40,0%	60,0%	0	4550	263	0	40,0%	60,0%	0	4550	263	0	40,0%	60,0%	0	4550	263	0	40,0%	60,0%	0	4550	263
2	Gennaio	2014	0	1	4741	60,90	289	0	40,0%	60,0%	0	4740	289	0	40,0%	60,0%	0	4741	289	0	40,0%	60,0%	0	4741	289	0	40,0%	60,0%	0	4741	289	0	40,0%	60,0%	0	4741	289	0	40,0%	60,0%	0	4741	289
2	Gennaio	2014	1	2	6161	50,00	308	0	40,0%	60,0%	0	6160	308	0	40,0%	60,0%	0	6161	308	0	40,0%	60,0%	0	6161	308	0	40,0%	60,0%	0	6161	308	0	40,0%	60,0%	0	6161	308	0	40,0%	60,0%	0	6161	308
2	Gennaio	2014	2	3	5601	27,24	153	0	40,0%	60,0%	0	5600	153	0	40,0%	60,0%	0	5601	153	0	40,0%	60,0%	0	5601	153	0	40,0%	60,0%	0	5601	153	0	40,0%	60,0%	0	5601	153	0	40,0%	60,0%	0	5601	153
2	Gennaio	2014	3	4	5375	26,80	144	-128	52,2%	47,8%	0	5243	140	-255	52,2%	47,8%	0	5114	137	-382	52,2%	47,8%	0	4985	134	-510	52,2%	47,8%	0	4854	130	-638	52,2%	47,8%	0	4724	127	-765	52,2%	47,8%	0	4594	123
2	Gennaio	2014	4	5	6328	26,00	165	-500	100,0%	0,0%	0	5817	151	-1000	100,0%	0,0%	0	5306	138	-1500	100,0%	0,0%	0	4798	125	-2000	100,0%	0,0%	0	4287	111	-2500	100,0%	0,0%	0	3777	98	-3000	100,0%	0,0%	0	3267	85
2	Gennaio	2014	5	6	3796	47,52	180	-0	100,0%	0,0%	0	3795	180	0	100,0%	0,0%	0	3796	180	0	100,0%	0,0%	0	3796	180	0	100,0%	0,0%	0	3796	180	0	100,0%	0,0%	0	3796	180	0	100,0%	0,0%	0	3796	180
2	Gennaio	2014	6	7	2908	65,01	189	-0	100,0%	0,0%	0	2907	189	0	100,0%	0,0%	0	2908	189	0	100,0%	0,0%	0	2908	189	0	100,0%	0,0%	0	2908	189	0	100,0%	0,0%	0	2908	189	0	100,0%	0,0%	0	2908	189
2	Gennaio	2014	7	8	2633	69,05	182	0	100,0%	0,0%	0	2633	182	0	100,0%	0,0%	0	2633	182	0	100,0%	0,0%	0	2633	182	0	100,0%	0,0%	0	2633	182	0	100,0%	0,0%	0	2633	182	0	100,0%	0,0%	0	2633	182
2	Gennaio	2014	8	9	3378	73,49	248	0	100,0%	0,0%	0	3377	248	0	100,0%	0,0%	0	3378	248	0	100,0%	0,0%	0	3378	248	0	100,0%	0,0%	0	3378	248	0	100,0%	0,0%	0	3378	248	0	100,0%	0,0%	0	3378	248
2	Gennaio	2014	9	10	3463	73,99	256	500	49,7%	50,3%	1	3953	292	1000	49,7%	50,3%	1	4443	329	1500	49,7%	50,3%	1	4933	365	2000	49,7%	50,3%	1	5423	401	2500	49,7%	50,3%	1	5913	438	3000	49,7%	50,3%	1	6403	474
2	Gennaio	2014	10	11	4124	70,00	289	97	40,0%	60,0%	0	4218	295	193	40,0%	60,0%	0	4313	302	289	40,0%	60,0%	0	4407	308	386	40,0%	60,0%	0	4502	315	483	40,0%	60,0%	0	4597	322	579	40,0%	60,0%	0	4691	328
2	Gennaio	2014	11	12	7163	70,21	503	0	40,0%	60,0%	0	7162	503	0	40,0%	60,0%	0	7163	503	0	40,0%	60,0%	0	7163	503	0	40,0%	60,0%	0	7163	503	0	40,0%	60,0%	0	7163	503	0	40,0%	60,0%	0	7163	503
2	Gennaio	2014	12	13	7850	67,00	526	0	40,0%	60,0%	0	7849	526	0	40,0%	60,0%	0	7850	526	0	40,0%	60,0%	0	7850	526	0	40,0%	60,0%	0	7850	526	0	40,0%	60,0%	0	7850	526	0	40,0%	60,0%	0	7850	526
2	Gennaio	2014	13	14	7159	60,35	432	-500	87,8%	12,2%	0	6648	401	-1000	87,8%	12,2%	0	6138	370	-1500	87,8%	12,2%	0	5628	340	-2000	87,8%	12,2%	0	5118	309	-2500	87,8%	12,2%	0	4608	278	-3000	87,8%	12,2%	0	4098	247
2	Gennaio	2014	14	15	6717	64,00	430	-128	100,0%	0,0%	0	6586	422	-255	100,0%	0,0%	0	6457	413	-382	100,0%	0,0%	0	6327	405	-510	100,0%	0,0%	0	6196	397	-638	100,0%	0,0%	0	6066	388	-765	100,0%	0,0%	0	5936	380
2	Gennaio	2014	15	16	7174	67,95	487	0	100,0%	0,0%	0	7174	487	0	100,0%	0,0%	0	7174	487	0	100,0%	0,0%	0	7174	487	0	100,0%	0,0%	0	7174	487	0	100,0%	0,0%	0	7174	487	0	100,0%	0,0%	0	7174	487
2	Gennaio	2014	16	17	5527	73,29	405	0	100,0%	0,0%	0	5527	405	0	100,0%	0,0%	0	5527	405	0	100,0%	0,0%	0	5527	405	0	100,0%	0,0%	0	5527	405	0	100,0%	0,0%	0	5527	405	0	100,0%	0,0%	0	5527	405
2	Gennaio	2014	17	18	6415	74,00	475	0	100,0%	0,0%	0	6415	475	0	100,0%	0,0%	0	6415	475	0	100,0%	0,0%	0	6415	475	0	100,0%	0,0%	0	6415	475	0	100,0%	0,0%	0	6415	475	0	100,0%	0,0%	0	6415	475
2	Gennaio	2014	18	19	5899	78,00	467	500	49,7%	50,3%	1	6479	505	1000	49,7%	50,3%	1	6969	544	1500	49,7%	50,3%	1	7459	582	2000	49,7%	50,3%	1	7949	620	2500	49,7%	50,3%	1	8439	658	3000	49,7%	50,3%	1	8929	696
2	Gennaio	2014	19	20	6457	77,04	497	97	40,0%	60,0%	0	6552	505	193	40,0%	60,0%	0	6647	512	289	40,0%	60,0%	0	6741	519	386	40,0%	60,0%	0	6836	527	483	40,0%	60,0%	0	6931	534	580	40,0%	60,0%	0	7026	541
2	Gennaio	2014	20	21	4746	73,45	349	0	40,0%	60,0%	0	4745	349	0	40,0%	60,0%	0	4746	349	0	40,0%	60,0%	0	4746	349	0	40,0%	60,0%	0	4746	349	0	40,0%	60,0%	0	4746	349	0	40,0%	60,0%	0	4746	349
2	Gennaio	2014	21	22	5130	68,80	353	0	40,0%	60,0%	0	5130	353	0	40,0%	60,0%	0	5130	353	0	40,0%	60,0%	0	5130	353	0	40,0%	60,0%	0	5130	353	0	40,0%	60,0%	0	5130	353	0	40,0%	60,0%	0	5130	353
2	Gennaio	2014	22	23	5306	65,05	345	0	40,0%	60,0%	0	5306	345	0	40,0%	60,0%	0	5306	345	0	40,0%	60,0%	0	5306	345	0	40,0%	60,0%	0	5306	345	0	40,0%	60,0%	0	5306	345	0	40,0%	60,0%	0	5306	345
2	Gennaio	2014	23	24	5036	61,54	310	0	40,0%	60,0%	0	5036	310	0	40,0%	60,0%	0	5036	310	0	40,0%	60,0%	0	5036	310	0	40,0%	60,0%	0	5036	310	0	40,0%	60,0%	0	5036	310	0	40,0%	60,0%	0	5036	310