



Modelli dinamici di sistemi di accumulo basati su tecnologia Vanadium Redox per integrazione con sistemi eolici

Di Rosa, Daniela; Grillo, Samuele; Malvaldi, Veronica; Marinelli, Mattia; Silvestro, Federico

Publication date:
2011

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):

Di Rosa, D., Grillo, S., Malvaldi, V., Marinelli, M., & Silvestro, F. (2011). *Modelli dinamici di sistemi di accumulo basati su tecnologia Vanadium Redox per integrazione con sistemi eolici*. Paper presented at AEIT National Meeting, Milan, Italy.

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

Modelli dinamici di sistemi di accumulo basati su tecnologia Vanadium Redox per integrazione con sistemi eolici

Daniela Di Rosa⁽¹⁾, Samuele Grillo⁽²⁾, Veronica Malvaldi⁽¹⁾, Mattia Marinelli⁽³⁾, Federico Silvestro⁽³⁾

⁽¹⁾ ENEL Ingegneria ed Innovazione S.p.A.
Area Tecnica Ricerca
Via Andrea Pisano 120
56122 Pisa

⁽²⁾ Politecnico di Milano
Dipartimento di Elettrotecnica
Piazza Leonardo da Vinci 32
20133 Milano

⁽³⁾ Università di Genova
Dipartimento di Ingegneria Navale ed Elettrica
Via all'Opera Pia 11a
16145 Genova
mattia.marinelli@unige.it

Riassunto – L'articolo propone la descrizione di un modello dinamico per un sistema di accumulo basato su batterie a flusso vanadio redox. Il modello proposto è calibrato per studi elettrici e prevede una descrizione del comportamento dello stato di carica, della risposta elettrochimica, dell'equivalente termico e dei sistemi di protezione e limitazione.

Il modello messo a punto è quindi sottoposto ad una serie di processi di carica/scarica per valutarne le dinamiche e, successivamente, se ne studia l'accoppiamento ad un sistema di generazione eolica. La gestione del sistema accoppiato eolico-accumulo prevede lo studio di due scenari: il primo considera il controllo in potenza, il secondo considera la possibilità di garantire transito nullo verso la rete al punto di connessione comune.

Parole chiave – sistemi di accumulo, turbine eoliche, generazione distribuita, gestione integrata accumulo-rinnovabile, modellazione dinamica.

I. INTRODUZIONE

La garanzia dell'approvvigionamento di energia dipende dalla continua disponibilità di combustibili fossili e dalla loro potenziale sostituzione da parte delle fonti rinnovabili. Carbone e gas potranno ben dominare la fornitura globale di energia primaria per il resto del XXI secolo se nessuno sforzo, inteso a promuovere una massiccia introduzione delle fonti rinnovabili, è promosso.

Ad oggi tuttavia, molti Stati stanno spostando la bilancia della loro sicurezza energetica in favore delle risorse rinnovabili, con il duplice scopo di ridurre sia la dipendenza da olio combustibile e gas importato che la loro impronta ecologica sull'ecosistema globale. A livello Europeo sono

chiari gli obiettivi volti al raggiungimento di una quota del 20% di produzione di energia rinnovabile utilizzando tecnologie a basso impatto ambientale, in via di sviluppo[1]. La gestione di questa nuova e considerevole quantità di energia rinnovabile, generalmente incontrollabile, richiede un'evoluzione del sistema di distribuzione in media tensione da sistema passivo ad attivo, in cui sia i carichi che i sistemi di generazione (convenzionali e rinnovabili) possono giocare un ruolo significativo nel mercato dell'energia.

Una delle maggiori sfide che pone l'estensiva diffusione della generazione rinnovabile, specialmente per quanto riguarda la fonte eolica, è il suo profilo di produzione difficilmente prevedibile e controllabile. Ciò implica avere, per esempio, eccesso di produzione durante periodi di basso carico o immissione di generazione in sezioni della rete con conseguenti creazioni di congestioni o sovratensioni. La presenza di sistemi di accumulo potrebbe quindi permettere una migliore gestione del sistema elettrico. Le tecnologie legate all'accumulo dell'energia dovrebbero essere considerate come scelte strategiche per utilizzare al meglio sia le risorse convenzionali sia le rinnovabili [2], [3].

Tutte queste sfide possono essere affrontate e vinte solo attraverso lo studio e l'attività di ricerca. Modelli dinamici opportunamente calibrati devono essere realizzati, analizzati e validati sul campo. L'articolo quindi propone la caratterizzazione di un modello dinamico, realizzato in ambiente Matlab-Simulink, di un sistema di accumulo elettrochimico basato su batterie a flusso ai sali di vanadio. Tale sistema viene testato attraverso una serie di cicli di carica/scarica per valutarne l'efficienza. In seguito, accoppiando tale sistema ad un parco di generazione eolica, costituito da 5 turbine, se ne analizza il comportamento ed i benefici derivanti dalla gestione integrata della produzione complessiva del parco.

II. CARATTERIZZAZIONE DEI MODELLI

A. Chimica dell'accumulo

Le batterie a flusso sono un tipo di batteria ricaricabile, in cui gli elettroliti vengono fatti fluire attraverso una cella elettrochimica che converte l'energia chimica in energia elettrica.

Tali batterie sono costituite sostanzialmente di 3 parti:

- lo stack, dove avviene la reazione di ossido-riduzione, composto da celle disposte in serie e attraversate dallo stesso flusso di corrente;
- i serbatoi in cui vengono stoccati gli elettroliti liquidi;
- il sistema di circolazione comprendente le tubazioni e le pompe necessarie a movimentare gli elettroliti.

La caratteristica principale di questo tipo di tecnologia è l'indipendenza tra energia stoccata e potenza erogata: l'energia immagazzinata dipende infatti dal volume e dalla concentrazione di elettrolita contenuto nei serbatoi; la potenza invece è funzione della superficie della membrana attraverso cui avviene lo scambio ionico e dal sistema di conversione della potenza (PCS, *Power Conversion System*).

Le batterie a flusso ai Sali di vanadio, (VRB, *Vanadium Redox Batteries*), sono un sistema di stoccaggio dell'energia elettrica, basato sulla reazione di ossido-riduzione reversibile del vanadio attraverso una cella a membrana.

L'energia è immagazzinata chimicamente attraverso le diverse forme ioniche del vanadio, V(IV) / V(V) al comparto catodico e V(II) / V(III) al comparto anodico, diluite in una soluzione di acido solforico, con densità pari a circa 1.4 kg/dm³. L'elettrolita è stoccato in due differenti serbatoi e arriva allo stack attraverso delle pompe.

La singola cella è composta da due elettrodi porosi in carbone separati da una membrana polimerica a scambio protonico, che permette il passaggio dei soli ioni H⁺ garantendo il bilanciamento delle cariche tra i due compartimenti. Gli elettrodi quindi non partecipano direttamente alla reazione ma servono da mero substrato.

Lo schema concettuale di una VRB è riportato in Fig. 1.

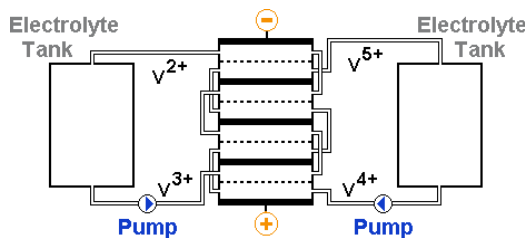


Fig. 1. Diagramma concettuale di una VRB.

A differenza delle altre tecnologie, nelle batterie a flusso non c'è deterioramento degli elettrodi a seguito dei ripetuti cicli di carica/scarica. Un tipico problema delle batterie a flusso risiede nella membrana a scambio protonico che, non essendo completamente impermeabile, comporta un certo mix tra i due elettroliti, con conseguente contaminazione che va ad inficiare sulla manutenzione. Le batterie VRB non

risentono di questo problema visto che un'eventuale contaminazione delle specie riguarda sempre e comunque vanadio sotto diversi stati di ossidazione. Questa perdita shunt (assumibile pari al 3% della corrente prodotta dalla cella), quindi, va solamente computata ai fini della perdita energetica dell'accumulo, ma non comporta un degrado delle prestazioni [4].

B. Descrizione del modello VRB

Il modello di accumulo realizzato è calibrato per studi elettrici e presenta validità generale, in quanto adattabile a descrivere diverse nature elettrochimiche [5].

L'accumulo descritto ha una taglia di 1,08 MW – 10 MWh ed è composto da un insieme di 100 unità: ogni unità a sua volta (10,8 kW – 100 kWh) è composta da un insieme di 5 paralleli di 40 celle collegate in serie. La cella elementare ha una tensione nominale di 1,35 V e una corrente di 40 A, ai fini della modellazione si assume che tutte le celle siano perfettamente bilanciate dal BMS (*Battery Management System*) e che tutte le richieste di carica/scarica vengano suddivise equamente tra le 100 unità. Sotto queste ipotesi tutte le dinamiche descritte sono incorporate nella singola cella equivalente; la taglia desiderata del sistema di accumulo si ottiene moltiplicando (o dividendo) i parametri di cella in base al numero di elementi in serie o in parallelo.

Le dinamiche analizzate sono quelle relative allo stato di carica (*State-of-Charge, SOC*) e alla conversione elettrochimica dell'energia. Le principali variabili di stato sono SOC e tensione di batteria: tutti i parametri caratteristici (come tensione a circuito aperto, resistenza interna e soglie d'intervento delle protezioni) sono funzione di tali stati. Lo schema a blocchi del modello, realizzato in Simulink, è riportato in Fig. 2.

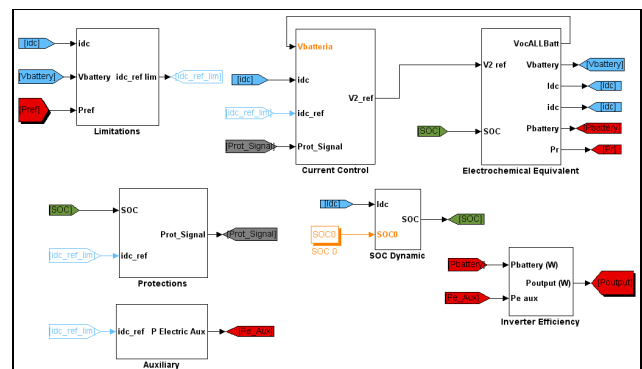


Fig. 2. Schema a blocchi del modello di VRB.

Il diagramma può essere compreso leggendo a partire dalla parte in alto a sinistra, dove si può individuare la variabile d'ingresso del modello, Pref, cioè la potenza di riferimento richiesta all'accumulo. Il riferimento viene quindi passato al blocco contenente le limitazioni, il cui compito è quello di limitare il transito di potenza, funzione della taglia del convertitore. Un successivo stadio di limitazione è previsto sulla corrente di riferimento, utilizzata dal sistema di

controllo, calcolata a partire dalla conoscenza della tensione di batteria, $V_{battery}$.

L'output di questo blocco è quindi una corrente di riferimento, in per unità, utilizzata nel blocco contenente il sistema di controllo della corrente. Il compito di quest'ultimo blocco è quello di regolare la tensione che il sistema di conversione impone ai morsetti della batteria al fine di far circolare la corrente desiderata e quindi la potenza richiesta. Tale controllore è equipaggiato con un PI (proporzionale-integrale) sensibile all'errore di corrente. Il sistema di controllo ha anche il compito di limitare tale valore di corrente qualora vengano violati i vincoli di sovra e sotto tensione (pari rispettivamente a 1,0 e 1,7 Volt per cella).

L'ingresso del blocco successivo, riportante la caratterizzazione elettrochimica della VRB, è pertanto la tensione di batteria. All'interno di tale blocco è implementato, tramite equazioni algebrico-differenziali, il circuito elettrico riportato in Fig. 3.

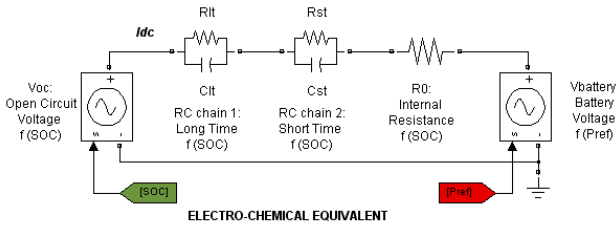


Fig. 3. Circuito elettrochimico.

Il circuito è composto da un generatore di tensione pilotato dal SOC che caratterizza la tensione a vuoto. Tale relazione è descrivibile in maniera analitica dalla legge di Nernst, note le concentrazioni delle specie chimiche presenti all'interno delle due soluzioni di elettrolita:

$$V_{oc} = V_0 + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \ln \left[\frac{SOC}{1 - SOC} \cdot (SOC + 6) \cdot \frac{SOC}{1 - SOC} \right] \quad (1)$$

Dove V_{OC} è la tensione a circuito aperto della batteria, V_0 è la tensione della batteria in condizioni standard ($T=25^\circ C$; attività unitaria), R è la costante universale dei gas, F la costante di Faraday, n il numero di elettroni coinvolti nella semireazione e T è la temperatura assoluta della cella, assunta essere quasi costante. L'andamento della tensione a vuoto è riportato in Fig. 4, sia in Volt che in per unità su base di cella.

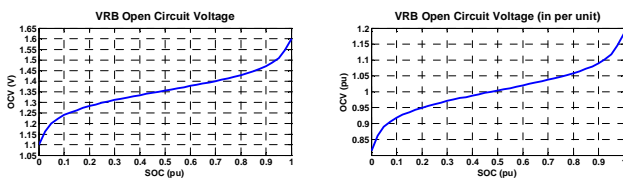


Fig. 4. Tensione a vuoto della VRB in V e in per unità.

La resistenza R_0 , funzione del SOC, descrive le perdite ohmiche della cella, il cui andamento è riportato in Fig. 5.

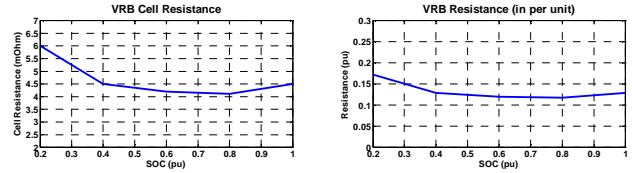


Fig. 5. Resistenza di cella in Ohm e in per unità.

Le due maglie RC implementano i ritardi tipici delle reazioni elettrochimiche. A seconda del grado di dettaglio desiderato può essere considerato anche un ordine superiore (quindi 3 o più ritardi). La caratterizzazione di tali parametri è piuttosto critica e per il modello attuale si sono impiegati dei valori pari a 6 e a 60 secondi [6].

Il secondo generatore di tensione pilotato è rappresentativo del sistema di conversione che impone una tensione ai morsetti della batteria e modula la sua ampiezza, al fine di far circolare la corrente desiderata. Il valore di potenza in transito attraverso la batteria è quindi facilmente calcolabile come prodotto tra la tensione di batteria e la corrente (positiva se in scarica, negativa altrimenti). Tramite l'integrazione della corrente è poi possibile calcolare lo stato di carica dell'accumulo.

Il consumo dei sistemi ausiliari (in pratica le pompe di circolazione e il BMS) è computato nel blocco auxiliary. Il consumo delle pompe è stato supposto pari alla portata dell'elettrolita che dipende strettamente dalla corrente che si desidera produrre o assorbire.

E' poi presente un blocco protezioni che ferma la batteria qualora particolari vincoli vengano violati (esempio minima e massima carica).

Infine, per valutare la potenza in uscita dalla batteria, si computano l'efficienza del PCS e si sottraggono le potenze richieste dagli ausiliari.

C. Descrizione modello turbina

Il modello di turbina eolica è descritto da un punto di vista elettromeccanico. Esso si focalizza sulla caratterizzazione aerodinamica del rotore e del relativo sistema di controllo di passo delle pale, sulle dinamiche torsionali dell'albero e sul controllo di massima potenza [3].

Il modello è calibrato sulle specifiche di una macchina da 2 MW della classe *Full Converter Direct Drive*; queste macchine sono caratterizzate dall'assenza della scatola del cambio e dalla presenza di un convertitore elettronico dimensionato per l'intera potenza passante.

Poiché lo studio è focalizzato sulla compensazione degli effetti di turbolenza presenti nel vento, particolare attenzione deve essere dedicata alla caratterizzazione, o comunque alla scelta, del profilo di vento utilizzato.

Allo scopo di modellare adeguatamente il profilo di vento per ciascuna delle cinque turbine del parco, vengono utilizzati dati relativi a cinque turbine appartenenti ad uno stesso parco, localizzato in Sicilia [7], acquisiti con tempo di campionamento di 5 secondi e riportati in Fig. 6.

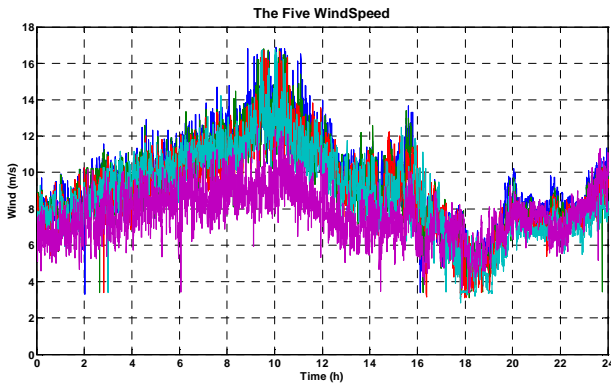


Fig. 6. I 5 profili di vento.

I principali dati quali velocità massima, minima e media e intensità di turbolenza sui 10 minuti sono riportati in Tabella 1.

Tabella 1. Caratteristiche dei profili di vento.

	Wind 1 @ 90m	Wind 2 @ 90m	Wind 3 @ 90m	Wind 4 @ 90m	Wind 5 @ 90m
U max (m/s)	16,9	16,8	16,7	16,8	12,5
U media (m/s)	8,0	7,8	7,6	7,4	6,8
U min (m/s)	3,3	3,1	3,1	2,8	2,9
Intensità di turbolenza (%)	8,3%	8,6%	8,8%	8,8%	9,9%

III. CONTROLLO E GESTIONE INTEGRATA DEL PARCO

A. Descrizione del parco

Il modello di accumulo di taglia 1,08 MW – 10 MWh viene quindi accoppiato al parco eolico composto da 5 macchine da 2 MW. Una panoramica del modello Simulink del parco è mostrata nella Fig. 7: le cinque turbine sono identificate dai blocchetti situati nella parte destra del riquadro mentre la batteria dal blocchetto al centro in basso.

Lo scopo principale delle strategie proposte è quello di controllare l'azione di carica/scarica della batteria al fine di controllare il profilo di produzione al Punto di Connessione Comune (PCC).

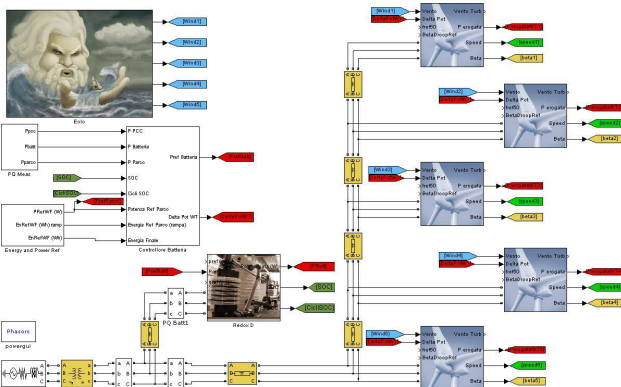


Fig. 7. Configurazione del parco.

B. Descrizione dei controllori

I due controllori esterni, che inviano i segnali di *setpoint* alla batteria o il segnale di riduzione di produzione delle turbine, sono localizzati nel blocco denominato "External Controller". Il primo (si veda Fig. 8), equipaggiato con un controllo di tipo PI, è sensibile all'errore tra la potenza transitante al PCC e quella di riferimento, cioè quella stimata dalle previsioni.

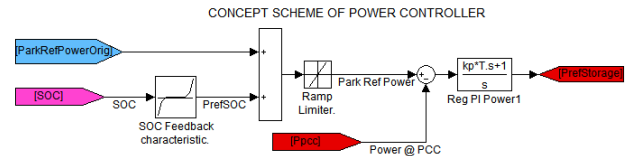


Fig. 8. Schema logico del controllore esterno di batteria.

E' inoltre presente un anello esterno, sensibile al livello di carica della batteria, che modifica progressivamente tale riferimento qualora il SOC stia raggiungendo valori prossimi al blocco di batteria (cioè minima o massima carica), in modo da garantire sempre la disponibilità dell'accumulo [8].

Il secondo controllore, descritto in Fig. 9, genera un segnale che va a modificare il riferimento di massima potenza generato dal controllo MPT (*Maximum Power Tracking*) delle turbine. Questo controllo è sensibile all'errore tra la potenza di riferimento dell'accumulo e la potenza che l'accumulo riesce effettivamente ad erogare. Tuttavia, per evitare riduzioni di produzione eolica quando non strettamente richiesto, tale controllo viene attivato esclusivamente solo quando arriva un segnale di comando dal Gestore di Rete che richiede zero transito di potenza al PCC (a seguito per esempio di congestioni di rete). In questo modo le turbine riducono la loro potenza senza essere fermate ed essere successivamente riavviate.

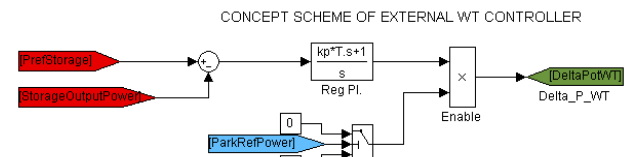


Fig. 9. Schema logico del controllore esterno di turbina.

C. Simulazione relativa all'accumulo a fronte di un ciclo di scarica/carica

Il sistema d'accumulo viene anzitutto testato tramite un ciclo di scarica ed un successivo ciclo di carica. In Fig. 10 sono riportati gli andamenti della potenza di riferimento (curva nera del primo diagramma) e la potenza che il sistema di controllo invia al sistema di conversione tenuto conto dei vincoli di potenza del PCS (curva blu). La batteria riesce ad erogare la potenza fintantoché non interviene la protezione di minima tensione (primo grafico di Fig. 11) alla terza ora. La corrente della batteria viene quindi ridotta mentre la tensione di batteria è vincolata al minimo.

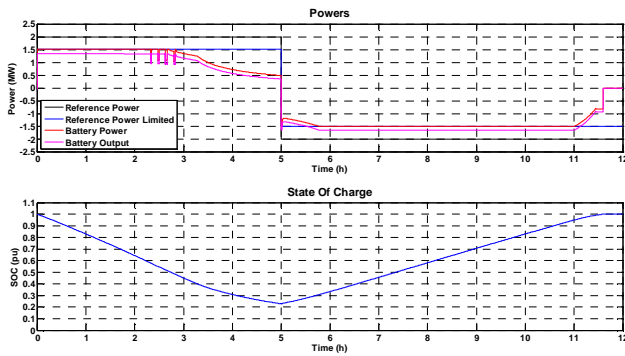


Fig. 10. Potenza di riferimento (nera), di riferimento limitata (blu), di batteria (rossa) e in uscita al sistema di accumulo (magenta); SOC.

La successiva fase di carica si conclude dopo l'11esima ora con l'intervento della protezione di massimo SOC.

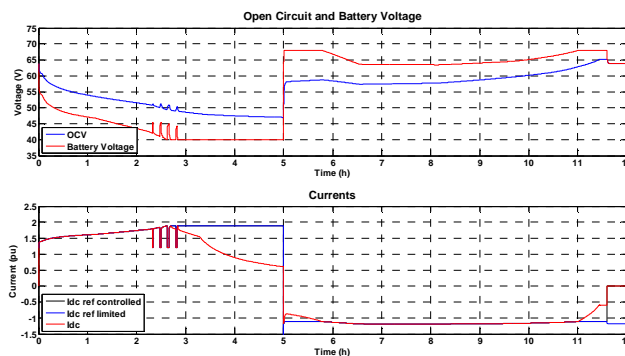


Fig. 11. Tensione di batteria (rossa) e di circuito aperto (blu); correnti di riferimento limitata (blu) e corrente effettiva (rossa).

D. Simulazioni relative al parco: controllo in potenza

Il sistema di accumulo viene adesso collegato subito prima del PCC. Il profilo di potenza desiderata è identificato dal secondo diagramma di Fig. 12.

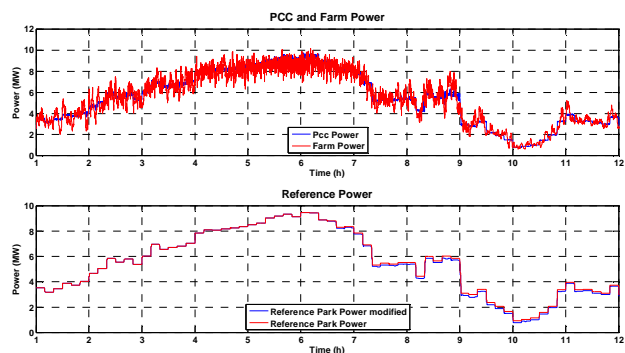


Fig. 12. Potenza del parco (rossa) e potenza al PCC (blu); potenza di riferimento a 10 minuti (rossa).

Tale potenza è quella calcolata a partire dalle previsioni di produzione del giorno prima e si suppone essere veritiera. Ciò che si verificherà è che istantaneamente l'output delle diverse turbine non sarà costante nei dieci minuti ma risentirà della turbolenza del vento. Sarà compito della

batteria (primo diagramma di Fig. 13) compensare la differenza puntuale tra la potenza desiderata e quella realmente prodotta. Il sistema di accumulo riceverà quindi i riferimenti che il controllore esterno di batteria genera in funzione di tale errore.

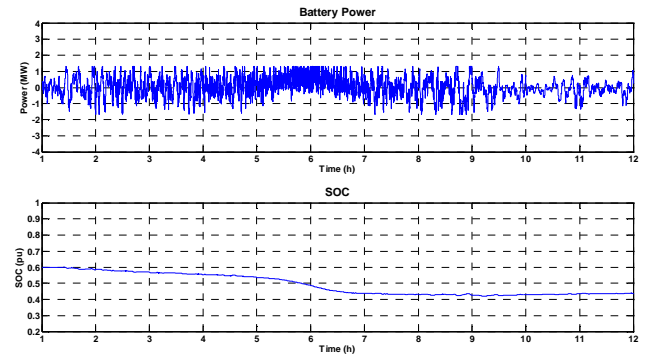


Fig. 13. Potenza di batteria (blu); SOC (blu).

I risultati più significativi della simulazione sono riportati nella Tabella 2. Si può notare che l'indice di turbolenza della potenza, che in pratica è un rapporto tra la deviazione standard dei valori di potenza rapportati al loro valore medio nei 10 minuti, scende dall'11,8%, misurata a monte dell'inserzione dell'accumulo, all'1,8% al PCC.

Tabella 2. Risultati per il controllo in potenza

Risultati di parco	VRB (1,08 MW – 10 MWh)
Energia al PCC (MWh)	64,339
Energia del parco (MWh)	64,076
Energia di riferimento (MWh)	65,191
Turbolenza di potenza del parco (%)	11,8%
Turbolenza di potenza al PCC (%)	1,8%
Risultati di batteria	VRB (1,08 MW – 10 MWh)
Potenza max PCS (MW)	1,500
Lavoro della Batteria (MWh)	5,490
Energia accumulata (MWh)	2,290
Energia scaricata (MWh)	3,201
Energia persa Joule (MWh)	0,422
Energia persa Shunt (MWh)	0,173
Energia persa PCS (MWh)	0,281
Energia per Aux (MWh)	0,367
Efficienza Joule&Shunt	90,2%
Efficienza PCS	95,1%
Efficienza globale (Joule&Shunt+PCS+Aux)	80,3%
Fattore di carico del PCS (pu)	0,31
Numero di cicli di SOC (pu)	0,55

E' interessante prestare attenzione anche al rendimento che passa da 90,2%, conteggiando le perdite Joule e shunt, a 80,3%, nel momento in cui sono conteggiati anche le perdite interne al PCS e i consumi degli ausiliari. L'energia complessivamente persa ammonta quindi a 1,24 MWh, corrispondente a circa il 2% della produzione del parco nelle 12 ore simulate (circa 64 MWh). E' necessario quindi valutare attentamente se un miglioramento del profilo

puntuale di produzione controbilancia una minore produttività del parco.

Bisogna inoltre porre anche attenzione al numero di cicli di carica/scarica eseguiti (0,55 per 12h di funzionamento) che potrebbe risultare eccessivo con conseguente degrado del sistema di accumulo. Ipotizzando, infatti, che il ciclo di lavoro simulato sia significativo per tutti i 365 giorni dell'anno, si avrebbe un potenziale numero complessivo di cicli pari a 400. Per una VRB, a oggi, si stima una vita di circa 15 anni con 1000 cicli di carica/scarica per anno, senza che si debbano effettuare significativi interventi manutentivi. La missione richiesta potrebbe quindi essere soddisfatta.

Non ultimo da tenersi in considerazione è la velocità di risposta della batteria nonché la rapidità a commutare da carica a scarica. La VRB da questo punto di vista offre prestazioni dinamiche molto interessanti che ben si prestano al problema in studio.

E. Simulazioni relative al parco: zero transito al PCC

In quest'ultimo scenario si analizza la possibilità da parte del sistema parco-accumulo di rispondere ad una richiesta di zero transito per mezzora al PCC da parte del Gestore di Rete. La Fig. 14, analogamente alla Fig. 12, riporta i transiti di potenza al PCC (primo diagramma curva blu) e la produzione del parco (curva rossa). Dal secondo diagramma si può apprezzare come la richiesta di ridurre la potenza cominci dal primo minuto.

L'accumulo in questo caso non è in grado di immagazzinare tutta la potenza del parco: la taglia del PCS ne limita la potenza gestibile a 1,5 MW mentre la produzione del parco, in quei frangenti, è compresa tra 3 e 4 MW. Il controllore esterno di turbina forza, perciò, le turbine a ridurre la loro produzione ad un valore tale che il sistema di accumulo sia in grado di gestire (in questo caso poco più di 1,5 MW perché una parte viene consumata dagli ausiliari).



Fig. 14. Potenza del parco (rossa) e potenza al PCC (blu); potenza di riferimento a 10 minuti (rossa).

La dinamica della singola turbina può essere compresa tramite l'analisi dei grafici di Fig. 15. La riduzione di potenza viene realizzata tramite l'incremento dell'angolo di passo delle pale (curva nera del primo diagramma) che comporta la riduzione del coefficiente aerodinamico e quindi dell'efficienza della pala.

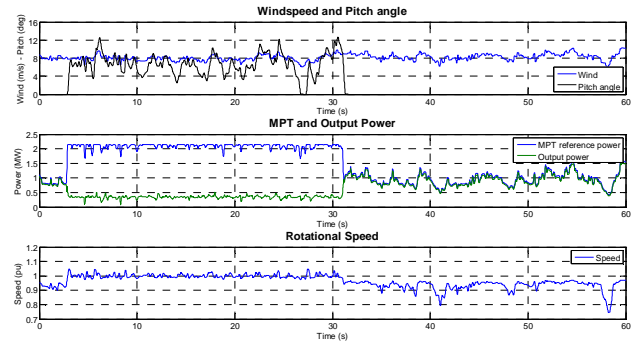


Fig. 15. Vento (blu), angolo di passo (nero); Potenza di riferimento MPT (blu), potenza prodotta (verde); velocità di rotazione (blu).

Come per il caso precedente la Tabella 3 riporta i valori più significativi relativi alla simulazione.

Tabella 3. Risultati per lo spianamento al PCC

Risultati di parco	VRB
	(1,08 MW – 10 MWh)
Energia al PCC (MWh)	1,961
Energia del parco (MWh)	2,772
Energia di riferimento (MWh)	1,919
Risultati di batteria	VRB
	(1,08 MW – 10 MWh)
Potenza max PCS (MW)	1,500
Lavoro della Batteria (MWh)	1,047
Energia accumulata (MWh)	0,874
Energia scaricata (MWh)	0,173
Energia persa Joule (MWh)	0,089
Energia persa Shunt (MWh)	0,029
Energia persa PCS (MWh)	0,055
Energia per Aux (MWh)	0,055
Efficienza Joule&Shunt	89,9%
Efficienza PCS	95,2%
Efficienza globale (Joule&Shunt+PCS+Aux)	81,6%
Fattore di carico del PCS (pu)	0,71
Numero di cicli di SOC (pu)	0,11

IV. CONCLUSIONI

Il presente lavoro si è focalizzato sulla descrizione di modelli dinamici per lo studio di un sistema composto da cinque turbine eoliche e un sistema di accumulo, con relative strategie di controllo in ambiente Matlab-Simulink. Il modello per l'accumulo elettrochimico, calibrato su una VRB, ha proposto una descrizione delle dinamiche elettriche e dei relativi sistemi di controllo e protezione. Tutte le dinamiche considerate sono state incorporate nella cella equivalente e la taglia desiderata (1,08 MW – 10 MWh) è stata ottenuta moltiplicando (o dividendo) i parametri di cella in base al numero di elementi in serie o in parallelo. Il modello di turbina eolica adottato prevede la caratterizzazione delle dinamiche elettromeccaniche. Il modello dell'accumulo, dopo essere stato testato singolarmente, è stato accoppiato al parco eolico composto dalle cinque macchine, mosse da profili di vento turbolenti. Le strategie di controllo analizzate hanno avuto lo scopo di studiare la gestione dell'accumulo al fine di controllare la produzione dell'intero sistema accumulo-eolico. Due

scenari sono stati analizzati: il primo ha riguardato la capacità di spianare, attraverso cicli di carica/scarica, la produzione turbolenta del parco eolico; il secondo ha analizzato la possibilità di controllare la batteria per accumulare la potenza eolica nell'evenienza di una richiesta di zero transito di potenza al PCC e comandare l'eventuale riduzione di produzione da parte delle turbine in caso di mancata capacità disponibile da parte dell'accumulo.

E' stato quindi evidenziato come l'accumulo possa apportare benefici in termini di controllabilità al parco eolico. Tuttavia, un controllo rigido di potenza come quello realizzato, si è dimostrato essere efficace ma potenzialmente stressante per il sistema di accumulo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] P. Djapic, C. Ramsay, D. Pudjianto, G. Strbac, J. Mutale, N. Jenkins, R. Allan, "Taking an Active Approach", *Power and Energy Magazine, IEEE*, vol.5 no. 4, pp 68-77, Jul.-Aug. 2007.
- [2] A. Joseph, M. Shahidehpour, "Battery Storage Systems in Electric Power Systems", *Power Engineering Society General Meeting*, pp 1-8, ISBN: 1-4244-0493-2, Montreal, Oct. 2006
- [3] D. Di Rosa, S. Grillo, M. Marinelli, S. Massucco, F. Silvestro, S. Soricetti, "Generazione eolica ed accumulo: modelli e strategie di gestione integrata", rivista AEIT, ISSN: 1825-828X, pp. 16-25, Dic. 2010.
- [4] EPRI-DOE, "Vandium Redox Flow Batteries: An In-Depth Analysis", EPRI, Palo Alto, CA: 2007, 1014836, pp. 1-102.
- [5] S. Grillo, M. Marinelli, F. Silvestro, "Wind turbines integration with storage devices: modelling and control strategies", book chapter published in *Wind Turbines* (Intech Publishing), ISBN: 978-953-307-221-0, pp. 1-26, Mar. 2011.
- [6] E. Micolano, M. Broglia, L. Mazzocchi, C. Bossi, "Sviluppo di modelli di sistemi di accumulo di tipo tradizionale ed avanzato per impieghi nella generazione distribuita al fine della loro rappresentazione in sistemi complessi", GENDIS Rapporto tecnico A5-053120, pp.1-51, RSE (ex CESI), Milano, Dic. 2005.
- [7] Enel Ingegneria e Innovazione: Misurazioni del parco eolico di Valledolmo (PA), 2009.
- [8] K. Yoshimoto, T. Nanahara, G. Koshimizu, "Analysis of Data Obtained in Demonstration Test about Battery Energy Storage System to Mitigate Output Fluctuation of Wind Farm", *Cigré/IEEE PES Joint Symposium*, pp. 1-6, Calgary, 29-31 Jul. 2009.