



Ricerca di Sistema elettrico

Studio numerico-sperimentale di cicli di prova per dispositivi di storage elettrochimico integrati in sistemi ibridi per la generazione da fonti rinnovabili

Stefano Cordiner, Vincenzo Mulone

STUDIO NUMERICO-SPERIMENTALE DI CICLI DI PROVA PER DISPOSITIVI DI STORAGE ELETTROCHIMICO INTEGRATI IN SISTEMI IBRIDI PER LA GENERAZIONE DA FONTI RINNOVABILI

Stefano Cordiner, Vincenzo Mulone (Dipartimento di Ingegneria Industriale, Università di Roma "Tor Vergata")

Settembre 2016

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2015

Area: Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Progetto: Sistemi di accumulo di energia per il sistema elettrico

Obiettivo: Definizione di procedure di prova e loro applicazioni per la caratterizzazione dei sistemi di accumulo per il sistema elettrico

Responsabile del Progetto: Pier Paolo Prosini, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Studio numerico-sperimentale di cicli di prova per dispositivi di storage elettrochimico integrati in sistemi ibridi per la generazione da fonti rinnovabili"

Responsabile scientifico ENEA: Manlio Pasquali

Responsabile scientifico Tor Vergata Stefano Cordiner

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI	6
2.1 LAYOUT DI SISTEMI IBRIDI PER LA GENERAZIONE DI POTENZA IN MICRO-GRID	6
2.2 LAYOUT DEL BANCO PROVA SPERIMENTALE HIL DI SISTEMI HRES PER LA EMULAZIONE DI MICRO-GRID.....	6
2.3 MODELLO DI SISTEMI HRES BASATO SU MATLAB-SIMULINK	9
2.4 DEFINIZIONE DELLE GIORNATE RAPPRESENTATIVE PER LA CARATTERIZZAZIONE SPERIMENTALE DEI CICLI DI PROVA.....	10
2.5 VALIDAZIONE DEL MODELLO DI HRES BASATO SU MATLAB-SIMULINK MEDIANTE CONFRONTO CON DATI SPERIMENTALI	11
2.6 ANALISI DI SENSIBILITÀ DELLE ASSUNZIONI DI BASE.	20
3 CONCLUSIONI.....	23
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	24
5 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	25

Sommario

In questo RT è presentato lo sviluppo di un metodo, a carattere misto-sperimentale-numeric, per la generazione di profili di carico realmente rappresentativi dell'utilizzo di batterie inserite in sistemi ibridi HRES (Hybrid Renewable Energy Systems) grid-connected. Le batterie sono quindi atte a disaccoppiare la generazione da fonti intermittenti rinnovabili (principalmente fotovoltaica) dal profilo di utilizzo al carico, e al decongestionamento della rete di distribuzione.

Il metodo prevede l'utilizzo di dati sperimentali misurati al banco di sistemi HRES del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Roma "Tor Vergata". Sono inoltre stati considerati dati di radiazione reale ottenuti attraverso con una stazione Meteorologica installata ancora presso il Dipartimento di Ingegneria Industriale.

Il sistema HRES è stato testato sperimentalmente avendo come dati di input un profilo di generazione reale da un impianto fotovoltaico di dimensioni opportune (3.5 kWp) per applicazioni domestiche, un profilo di carico realmente rappresentativo di un utilizzo domestico e costruito mediante la caratterizzazione sperimentale di campioni di elettrodomestici. Il setup sperimentale è inoltre completato da batterie fisiche di capacità di 640Ah@48V, e di una Fuel Cell Ballard da 1.2 kW. Sono state considerate, attraverso la valutazione di due parametri di prestazione basati sull'energia giornaliera convertita dall'impianto fotovoltaico (E_{PV}) e sulla variabilità della corrente giornaliera erogata (parametro I^2 medio), 4 giornate rappresentative ognuna del comportamento del sistema durante un'intera stagione.

L'affidabilità del metodo è dimostrata prima di tutto attraverso la validazione di un modello mediante confronto con i dati sperimentali sulle 4 giornate rappresentative, in termini di potenza richiesta ed assorbita da parte della batteria. Una volta validato, il modello può essere utilizzato per la generazione di qualunque profilo di carico per la definizione di procedure di test realmente rappresentative del reale utilizzo, al variare della locazione geografica, delle caratteristiche del carico, e del dimensionamento dei diversi componenti dell'impianto HRES.

1 Introduzione

L'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili (RES, Renewable Energy Sources) nel portfolio energetico nazionale render necessari interventi di integrazione per bilanciare l'intermittenza tipica alcune di queste fonti, in particolare quella fotovoltaica ed eolica [1,2]. Esistono diverse soluzioni per ovviare al problema del bilanciamento della domanda, come per esempio l'aumento della riserva calda [3], oppure la disponibilità di sistemi di immagazzinamento nella rete. Quest'ultimo aspetto e in particolare lo sviluppo di soluzioni di stoccaggio distribuito nella rete è particolarmente interessante, anche e soprattutto unitamente all'integrazione dei sistemi di storage all'interno di sistemi ibridi per la generazione di potenza (HRES, Hybrid Renewable Energy Systems) in modo da realizzare il concetto di Generazione Distribuita (GD) mediante Micro-Grids (MG).

I sistemi HRES [4] sono caratterizzati dalla presenza di componenti per la generazione di energia elettrica e termica da più fonti energetiche integrati con sistemi di accumulo energetico e con il carico locale. Con tali sistemi è possibile accoppiare il profilo di produzione intermittente caratteristico della generazione fotovoltaica ed eolica con sistemi in grado di immagazzinare l'energia non utilizzato di tipo elettrochimico, chimico (come l'idrogeno compresso e prodotto da elettrolizzatori) nonché con sistemi di generazione da fonti fossili o rinnovabili ma caratterizzati da un profilo di produzione programmabile. Numerose attività di ricerca sono condotte sui sistemi HRES, che possono essere specificamente sviluppati con l'obiettivo di massimizzare lo sfruttamento delle RES, o per l'ottimizzazione dei flussi energetici con la rete di distribuzione (sia dal punto di vista energetico che per quanto riguarda la qualità dell'energia) o, infine, per ridurre il costo dell'energia. In ognuno dei casi illustrati la minimizzazione della taglia dei sistemi di conversione, ottenibile ad esempio con l'utilizzo di strategie di gestione (EMS, Energy Management Strategies) che rendano ottimali la distribuzione dei flussi energetici tra i diversi sistemi [5] (power splitting), costituisce uno degli obiettivi primari. Qualora invece l'obiettivo sia la minimizzazione del costo dell'energia prodotta, data la ridotta entità dei costi operativi (in particolare per sistemi grid-connected), risulta di fondamentale importanza agire sulla vita utile del sistema e quindi sulla durata dei sotto-sistemi e dei singoli componenti del dato sistema HRES [6].

Il sistema di stoccaggio elettrochimico è in particolare sempre presente in ogni layout di HRES: ciò è dovuto, da una parte dalla necessità di un sistema di accumulo in grado di fornire potenza al carico in ogni situazione di funzionamento transitorio, dall'altra dalle elevate prestazioni che tali sistemi offrono in termini di efficienza combinata dei processi di carica e scarica. In tale ambito, il dimensionamento del pacco batterie diventa un elemento che concorre alla ottimizzazione del sistema ai fini della minimizzazione del costo dell'energia [7]. Infatti, un sotto-dimensionamento della capacità aumenta la profondità di scarica alla quale le batterie sono sottoposte durante i singoli cicli di funzionamento compromettendone la durata, mentre un eccessivo dimensionamento influisce negativamente sul costo del sistema. Contrariamente alle procedure di dimensionamento dei sistemi tradizionali di generazione di potenza, quelle che riguardano gli HRES inseriti all'interno di MG sono significativamente influenzati dalla locazione geografica oltretutto dalle caratteristiche di EMS (che infatti rappresenta uno dei metodi fondamentali per l'ottimizzazione del design dei sistemi HRES). Si sono pertanto sviluppate procedure di dimensionamento ad hoc basate su algoritmi evolutivi e self-adaptive learning [7,8]. Queste procedure richiedono comunque:

- la generazione di una statistica di profili di utilizzo e/o generazione, in modo da estrarne parametri fondamentali (per es. potenze massime, minime, varianza) da utilizzare come dati di input per le procedure evolutive di progetto
- il test a posteriori su MG con profili di carico e generazione di potenza da rinnovabili assegnati (per es. fotovoltaica come può accadere tipicamente per MG di interesse nazionale) per verificarne il corretto funzionamento nel pratico utilizzo.

In entrambi i casi pratici di design esposti, la disponibilità di potenza intermittente da parte dei sistemi di generazione (ad esempio da fonte solare) e il contenuto variabile del carico richiesto localmente dall'utenza, provoca una sollecitazione della batteria decisamente più gravosa rispetto all'utilizzo in

presunte condizioni ideali di funzionamento, intese come profili medi di generazione e di consumo. Ciò rappresenta un aspetto importante dal punto di vista del design dei sistemi HRES, dato che le prestazioni di targa della batteria (in termini di durata per esempio) sono rilevati sulla base di cicli semplificati di test, e quindi non affidabili nell'uso pratico quotidiano nei sistemi suddetti. E' infine opportuno sottolineare come il ciclo di utilizzo reale di una batteria inserita in un HRES dipenda fortemente dalla locazione geografica del sistema e dal suo design, inteso come rapporto tra le taglie dei diversi componenti, così come dal design della EMS.

E' quindi oggetto di questo report, a completamento delle attività sul degrado delle batterie già descritte nei rapporti tecnici RdS/PAR2014 [9,10], la presentazione di un metodo che a partire dalle caratteristiche di un sistema HRES grid connected, sia in grado di calcolare un profilo di carico realmente rappresentativo del comportamento della batteria durante l'intero anno. Il metodo descritto consente quindi di progettare cicli di test della batteria per valutarne durata della performance, cicli residui, capacità dinamiche, etc, in modo da meglio comprendere l'impatto della tecnologia e della chimica sui parametri fondamentali di prestazione del sistema HRES (efficienza, costo dell'energia). I risultati sono stati ottenuti in relazione a una MG per applicazioni domestiche a bassa tensione.

2 Descrizione delle attività svolte e risultati

2.1 Layout di sistemi ibridi per la generazione di potenza in Micro-Grid

Il layout della MG di riferimento per gli studi descritti in questo RT è riportata in Figura 1.

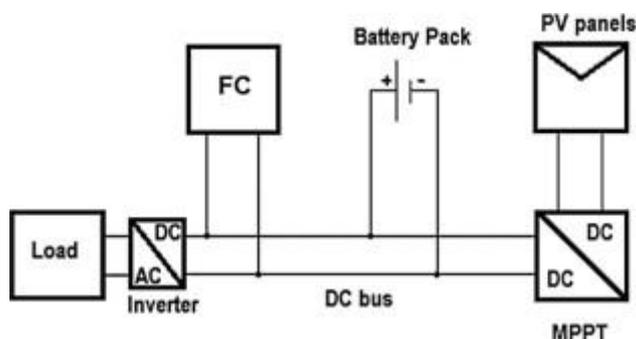


Figura 1. Schema di un HRES per generazione da rinnovabili in Micro-Grid domestiche [11].

Essa è caratterizzata dai seguenti sottosistemi:

- Impianto fotovoltaico (PV panels);
- Pacco batterie (Battery pack);
- Impianto di generazione basate su celle a combustibile (FC);
- Inverter, per erogazione di corrente alternata sul carico;
- Carico (Load).

Tutti i sottosistemi elencati tranne il carico, sono collegati a un bus in corrente continua, comune, e operante a 48V DC. Si è fatto riferimento a un contesto domestico, dato che quel settore costituisce una larga parte del budget di energia richiesta su base mondiale [12].

2.2 Layout del banco prova sperimentale HIL di sistemi HRES per la emulazione di Micro-Grid

Per la valutazione di sistemi HRES in condizioni di carico reale, sono state condotte prove sperimentali sul banco per sistemi HRES allestito presso l'Università di Roma Tor Vergata. Il setup sperimentale, riportato in Figura 2, è stato progettato e realizzato secondo il concept HIL (Hardware In the Loop), con componenti fisici (Fuel Cell e pacco batterie) integrati all'interno di un simulatore composto di componenti fisici e

risultanti dalla simulazione (Power Supply per emulare la potenza erogata da un impianto fotovoltaico fino alla potenza di 10 kW, e carico elettronico per emulare il carico richiesto da un'utenza domestica fino a 10 kW di potenza max assorbita).

Il setup è inoltre corredato da una stazione meteo installata sul tetto dell'edificio del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Roma Tor Vergata, equipaggiata con array di fotodiodi per la misura della radiazione diretta, diffusa e globale, e con anemometro per la misura di velocità e direzione del vento.

L'utilizzo combinato dei dati della stazione meteo e del power-supply programmabile consente di generare profili realistici di generazione di potenza da PV ed eolico, in modalità off-line rispetto al tempo fisico di rilevamento dei dati meteo rilevati. Infatti, una volta definita una tipologia di pannelli fotovoltaici di riferimento e le caratteristiche di massima dell'impianto fotovoltaico (superficie e disposizione) o eolico, le informazioni sono scalate attraverso la simulazione per generare un profilo di produzione (corrente e tensione) rappresentativo dell'intero impianto. Il sistema è controllato con software Labview attraverso una scheda di acquisizione National Instruments.

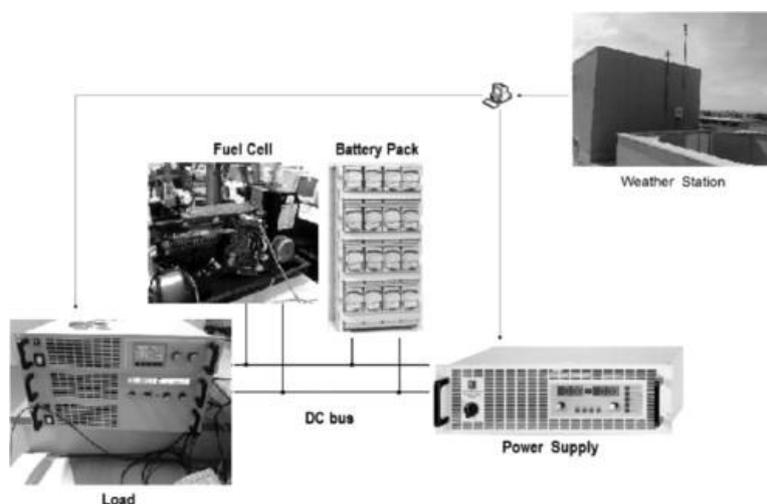


Figura 2. Setup sperimentale implementato nel laboratorio del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell'Università di Roma "Tor Vergata [15].

Con modalità analoghe è possibile agire sul carico richiesto che attraverso il carico elettronico programmabile permette di emulare il profilo di richiesta di una tipica utenza domestica.

Nel corso della presente analisi, il carico è stato definito attraverso la misura della potenza richiesta in un'utenza domestica dalla serie di elettrodomestici tipicamente usati. In Tabella 1 [13] sono riportati gli elettrodomestici utilizzati a tal fine che sono in particolare frigorifero, lavatrice, lavastoviglie, forno e asciugatrice, le cui tipologie di modello e classi di efficienza sono riportate in Tabella 1. Per determinare quale fosse il profilo di carico richiesto dai singoli elettrodomestici questi sono stati sottoposti a delle misure di caratterizzazione utilizzando dei campioni indicati ancora in Tabella 1. In Figura 2 è schematizzato il processo di caratterizzazione dei diversi elettrodomestici insieme alla scheda di acquisizione e allo strumento di misura della potenza [13].

Tabella 1: Caratteristiche degli elettrodomestici misurati per la definizione del carico domestico, caratteristiche dei campioni utilizzati nei cicli di misura [13].

	Asciugatrice	Forno	Frigorifero	Lavastoviglie	Lavatrice
Modello	REX Electrolux RDC 77570W	REX Electrolux FQ200XE	REX Electrolux ENA 38415X	AEG Favorit 99000	REX Electrolux RWN14991W
Classe Efficienza	B	A	A+	A+	A+
Peso campione	7 kg	2 kg	8 kg	28 kg	7 kg
Tipologia campione	Lenzuola	Hypor (brick)	6 Bottiglie e 8 pacchetti di	Piatti	Lenzuola

			ghiaccio	
--	--	--	----------	--



Figura 2. Elettrodomestici misurati per la definizione del carico nel tempo [13].

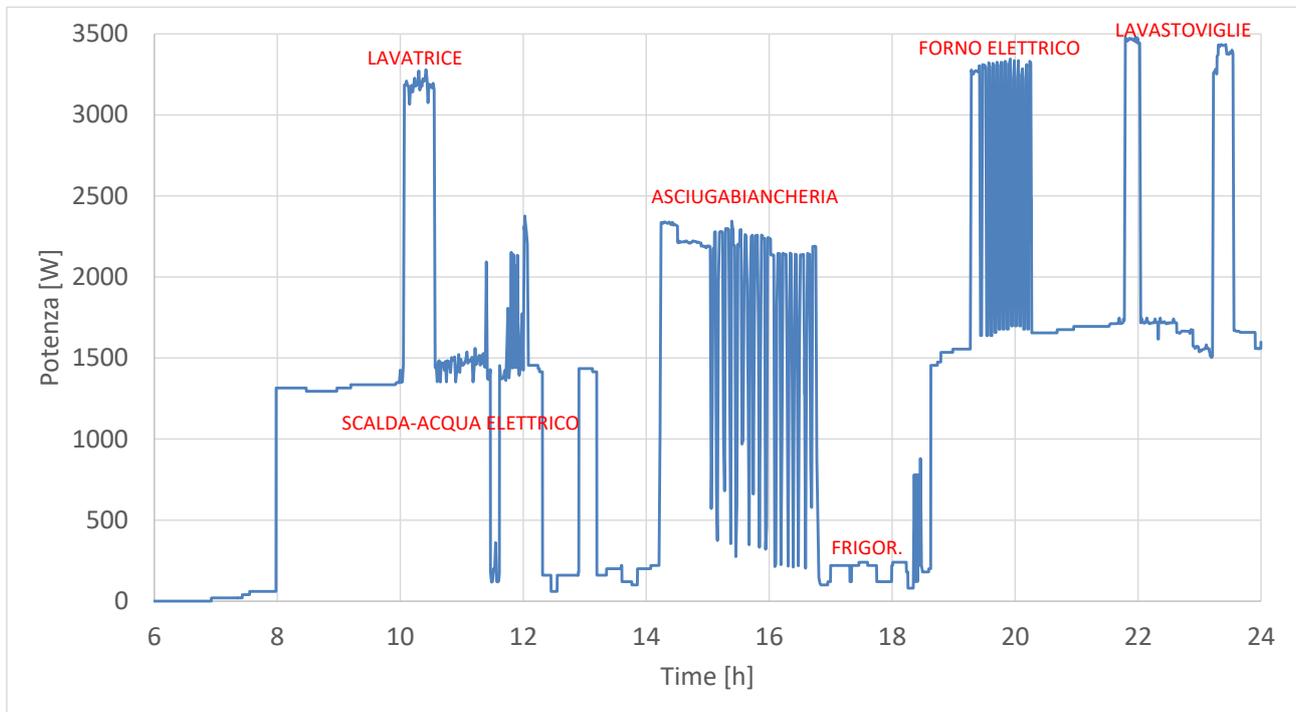


Figura 3. Carico elettrico richiesto in funzione del tempo con indicazioni del contributo dei diversi elettrodomestici [14]

Si riporta a titolo esemplificativo in Figura 3 un esempio di carico elettrico in funzione del tempo, durante una giornata tipica (dalle 6 alle 24), per un'utenza domestica. La definizione del carico prevede il contributo, oltre degli elettrodomestici già descritti, di uno scaldacqua elettrico. E' quindi omesso da questo calcolo il contributo energetico per il riscaldamento e raffrescamento della casa. Infine, si è considerata l'influenza delle stagioni sul carico, per esempio attraverso l'utilizzo dello scaldacqua, e si è considerata una variabilità randomica degli orari di avvio dei diversi elettrodomestici durante la giornata.

2.3 Modello di sistemi HRES basato su Matlab-Simulink

Ai fini della valutazione per via numerica dell'evoluzione del power output (o power splitting) tra i diversi elementi della Micro-Grid con riferimento al layout di Figura 2, è stato utilizzato un modello basato su Matlab-Simulink [11,13-16], contenente la rappresentazione fisica di tutti i sottosistemi componenti l'HRES.

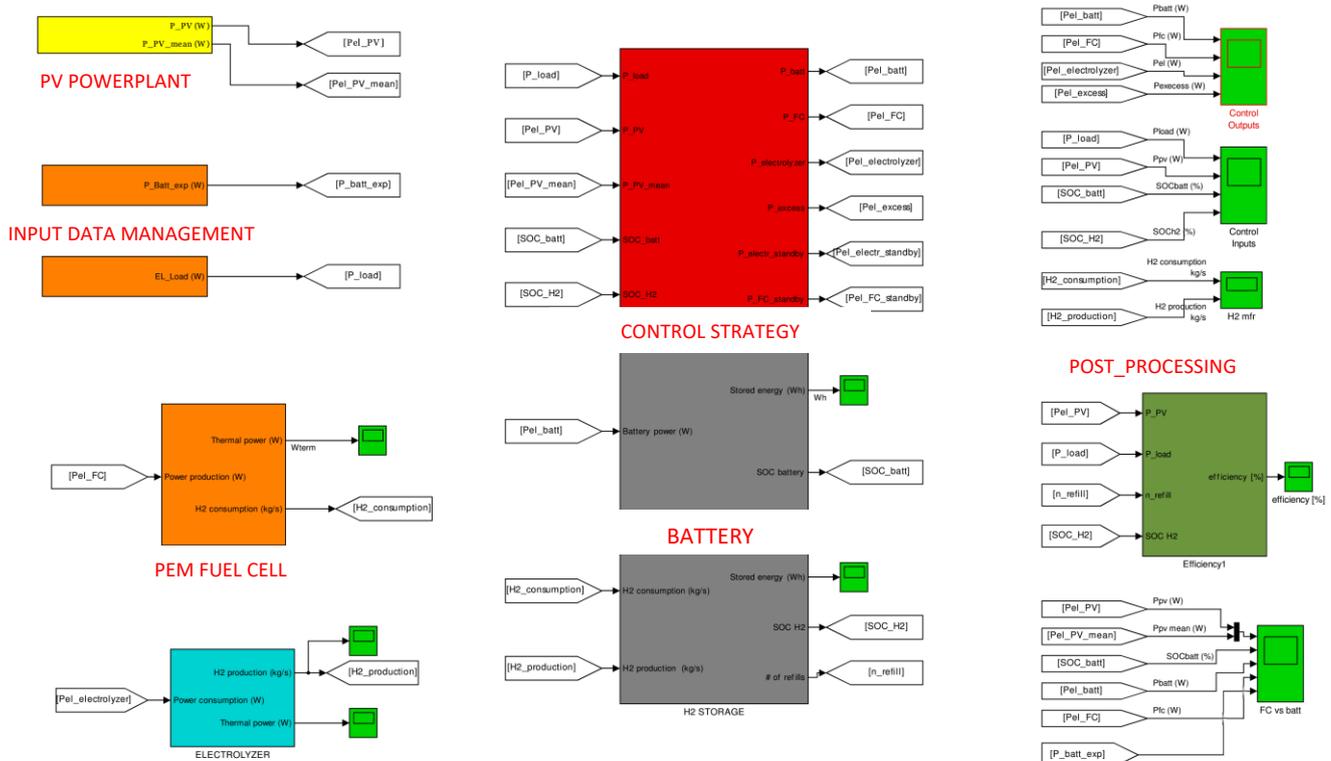


Figura 4. Modello Matlab-Simulink di sistemi HRES.

Il layout del modello Matlab-Simulink è riportato in Figura 4, dove sono evidenziati i sottomoduli per la rappresentazione dell'impianto fotovoltaico (PV POWERPLANT), della cella a combustibile PEM (PEM FUEL CELL), e del pacco batterie (BATTERY). Il sottomodulo centrale è riportato in rosso, dove è implementata la gestione del controllo del sistema, definita secondo regole, in modo che si dia priorità all'utilizzo delle risorse rinnovabili in prima battuta (PV), seguite dalle batterie e infine dalle celle a combustibile. E' anche previsto un modulo per la rappresentazione di un elettrolizzatore per l'implementazione di stoccaggio mediante H2, qui non tenuto in considerazione data la taglia ridotta del sistema.

La strategia di controllo a regole è sinteticamente riportata in Figura 5, specificamente sviluppata per Micro-Grid connesse alla rete elettrica, immaginando che in situazioni di eccesso di potenza (in giornate particolarmente calde) si possa alimentare un elettrolizzatore per la produzione di H2, da consumare nelle giornate più fredde, in condizioni di batteria scarica. Inoltre, ancora in condizioni di batteria scarica, il sistema può scegliere se assorbire energia dalla rete o dalla Fuel Cell. La strategia semplificata definita nelle

sezioni seguenti prevede l'utilizzo della Fuel Cell durante i picchi di richiesta da parte del carico. E' evidentemente possibile immaginare la definizione di strategie di controllo più raffinate, per esempio basate sul costo dell'energia acquistata dalla rete in confronto al costo dell'energia prodotta tramite la Fuel Cell. La Fuel Cell consentirebbe, infine, di svincolare, anche se parzialmente, il comportamento della MG dalla rete, consentendo di prelevare energia in momenti prevedibili, contribuendo così al decongestionamento delle infrastrutture di interconnessione.

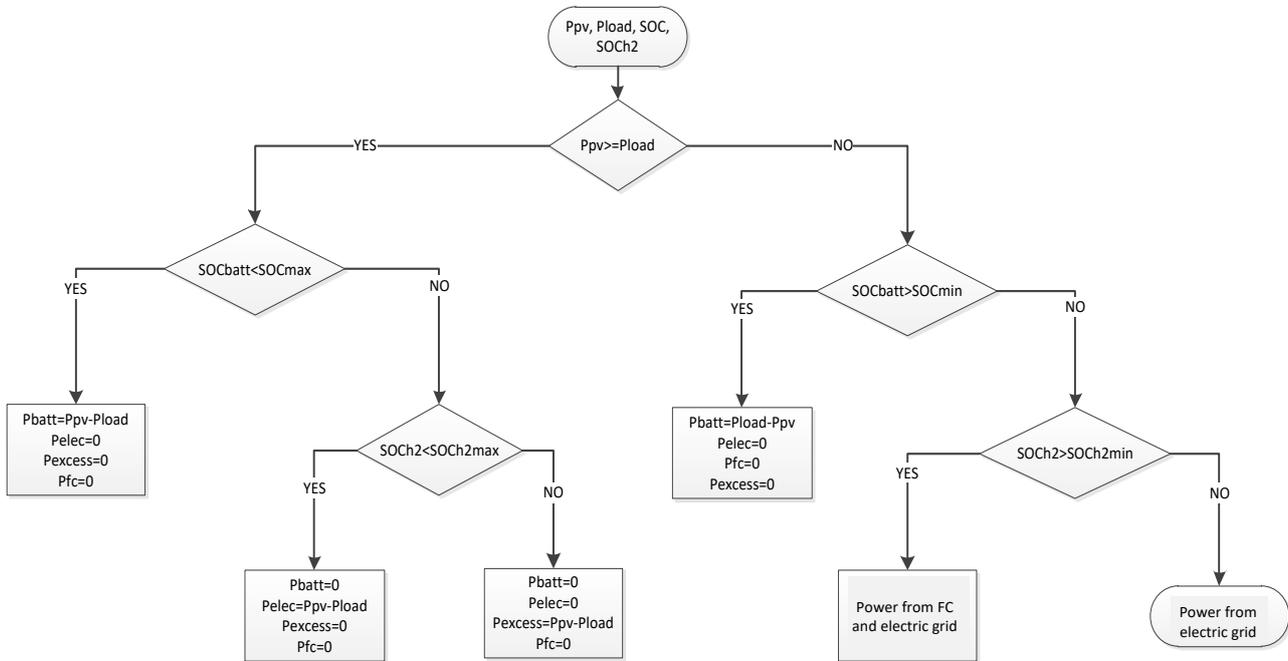


Figura 5. Strategia di controllo per sistemi HRES applicati a Micro-Grid connesse [14].

Per i contenuti dei sottomoduli principali, per brevità, si rimanda a [10] per il modello della batteria, e a [13] per i restanti modelli. In linea generale i sottosistemi sono simulati in base a modelli circuitali (impianto fotovoltaico e batterie), e curve caratteristiche (PEM Fuel Cell). Questo tipo di schematizzazione consente una rappresentazione del power splitting nel tempo con elevata accuratezza dato che i fenomeni transitori hanno una scala dei tempi decisamente inferiore rispetto alla scala dei tempi che definisce la variabilità della potenza richiesta al carico ed erogata da parte dell'impianto PV.

Il modello è stato validato (vedi sezione 2.5) mediante confronto con dati sperimentali in riferimento a 4 specifiche giornate (una per ogni stagione), scelte secondo le modalità descritte nel seguente paragrafo.

Il modello necessita di dati di input essenzialmente costituiti dal profilo nel tempo del carico elettrico richiesto e della potenza radiativa solare. E' quindi potenzialmente possibile simulare intere giornate con un timestep che, usualmente, è di 60s, valore ottimale di compromesso tra accuratezza e risorse richieste di calcolo. Con il timestep di 60s i tempi di calcolo per una giornata sono dell'ordine di 1 minuto su un laptop.

2.4 Definizione delle giornate rappresentative per la caratterizzazione sperimentale dei cicli di prova

La validazione mediante confronto numerico-sperimentale è stata condotta selezionando 4 giornate rappresentative (1 per stagione), onde evitare la realizzazione di esperimenti eccessivamente lunghi, e demandando così di fatto al codice numerico la prerogativa di simulare periodi di qualunque durata, una volta correttamente validato.

Le giornate sono state scelte in modo che fossero rappresentative, in media, del comportamento meteorologico di una data stagione.

È utile mettere in evidenza come nella definizione propria dei profili di carico non si possa fare riferimento a condizioni di funzionamento medie ma sia necessario ricorrere a rilevazioni sperimentali dirette. Ad ogni

operazione di media corrisponde infatti uno smorzamento delle variazioni più veloci della potenza radiativa durante la giornata che pur non modificando i valori medi dei flussi energetici in gioco cambiano in maniera significativa la dinamica del processo di generazione e, a cascata, la sollecitazione della batteria.

Nella scelta della giornata rappresentativa per ogni stagione si è dunque optato per un doppio criterio: accanto difatti all'importanza di selezionare una giornata tale che l'energia radiativa (pari all'integrale della potenza radiativa sulle 24h) sia circa pari alla media stagionale, si è ritenuto altrettanto importante selezionare giornate durante le quali la media della corrente generabile da un impianto fotovoltaico di assegnata dimensione (nel nostro caso 3.5 kWp), elevata al quadrato, sia circa pari alla media stagionale. Ciò consente di ottenere durante la giornata rappresentativa sia un valore rappresentativo di quota energetica convertita, sia l'assunzione di perdita (che scalano con il quadrato della corrente) nei cavi di collegamento dell'HRES, realmente rappresentative. Inoltre, il valore medio di I^2 consente di rappresentare in maniera indiretta l'effetto di variabilità meteorologica (effetto di scarto quadratico medio) durante la giornata rappresentativa: sintetizzando, tra le giornate caratterizzate da un'energia convertita sufficientemente simile alla media stagionale (per es. per effetti di ombreggiamento nuvoloso).

I valori di E_{PV} e I^2 (per impianto da 3.5 kWp) sono riportati in Figura 6; i dati di radiazione sono stati rilevati per mezzo della stazione meteo installata sul tetto dell'edificio di Ingegneria Industriale dell'Università di Tor Vergata, e quindi tale pratica assicura il fatto che sperimentalmente siano testate condizioni realmente rappresentative (pur su 4 giornate) di ciò che possa accadere durante un intero anno per un sistema HRES installato a Roma.

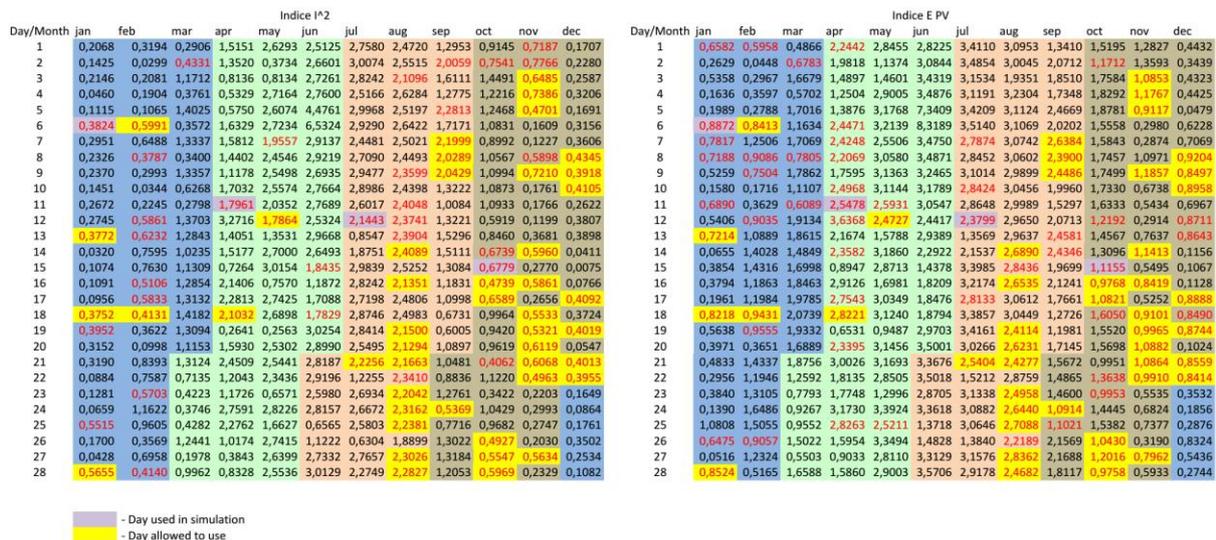


Figura 6. Indici I² MEDIO e E_{PV} per tutte le giornate dell'anno.

2.5 Validazione del modello di HRES basato su Matlab-Simulink mediante confronto con dati sperimentali

I profili di radiazione caratteristici delle 4 giornate scelte, scelti con le modalità di cui alla sezione 2.4, sono stati utilizzati per studiare sperimentalmente il comportamento del sistema HRES mediante il banco prova HIL descritto in sezione 2.2.

Le caratteristiche principali dell'impianto HRES oggetto dello studio sono riportate in Tabella 2: si tratta quindi di un sistema ibrido che integra un impianto fotovoltaico con un sistema di generazione programmabile costituito da una cella a combustibile PEM e dal relativo sistema di alimentazione/stoccaggio dell'idrogeno. La taglia dell'impianto fotovoltaico (PV) è stata considerata in ragione della massima potenza richiesta dal carico (vedi Figura 3); la taglia delle batterie (di tecnologia VRLA, Valve Regulated Lead Acid), è tale da consentire di evitare l'utilizzo della Fuel Cell durante gran parte delle stagioni calde, pur evitando valori della profondità di scarica DOD (Depth of Discharge) al di sopra del

50% della capacità di targa della batteria. Con questo dimensionamento è dunque possibile al contempo salvaguardare la durata della batteria e della Fuel Cell.

Tabella 2: Caratteristiche impianto HRES considerato per lo studio

Caratteristiche HRES	
Potenza impianto PV	3.5 kWp
Capacità batteria VRLA	640Ah@48V
Potenza Fuel Cell PEM	1.2 kW

La Fuel Cell è una NEXA Ballard da 1.2 kW, caratterizzata da una tensione nominale di 26 V DC, e connessa al bus a 48V DC attraverso un DC/DC converter.



Figura 7. Fuel Cell NEXA Ballard da 1.2 kW.

Gli esperimenti sono stati condotti per le 4 giornate, partendo con uno stato di carica della batteria pari a 0.55 (55% della capacità nominale), in modo da consentire erogazione sul carico nelle prime ore del mattino senza raggiungere il limite del 50% di DOD ed evitando così l'utilizzo della Fuel Cell nelle giornate (per esempio durante la stagione invernale) nelle quali l'energia convertita dall'impianto fotovoltaico consente una ricarica completa della batteria, così da garantire l'erogazione sul carico durante l'intera notte. Di contro, la SOC iniziale pari al 55% è sufficientemente ridotta da consentire l'immagazzinamento dell'energia resa disponibile dall'impianto PV, senza entrare in regime di limitazione di corrente.

Come già specificato precedentemente, lo studio riguarda una MicroGrid connessa con la rete: la strategia di controllo (Figura 5) è definita in modo da utilizzare la rete fino ad un valore soglia della potenza elettrica prelevata pari a 2.3 kW, ricorrendo alla Fuel Cell per l'erogazione del surplus di potenza ove necessario. Tipicamente questa condizione avviene nelle stagioni fredde, durante la notte, ed evita di sovraccaricare la rete, pur mantenendo la taglia della Fuel Cell nel range di 1 kW in modo da contenerne il costo.

La sperimentazione è stata condotta per la porzione diurna della giornata, immaginando che durante la notte il modello sia in grado di rappresentare il comportamento del power splitting tra Fuel Cell e rete in maniera affidabile.

Sono riportati nelle Figure 8-11 le potenze erogate o richieste da ogni sottosistema del HRES. In particolare, sono riportate in rosso le curve imposte sperimentalmente come dato di input fornito al sistema (potenza erogata dall'impianto PV e carico richiesto) e la curva di potenza scambiata con la batteria, misurata sperimentalmente. Sono inoltre riportati i risultati numerici ottenuti dal modello di HRES basato su Matlab-Simulink, avente come dati di input le curve di potenza PV e di carico richiesto, ottenendo come risultato (in verde) gli andamenti della potenza scambiata con la batteria, lo stato di carica (SOC) della batteria e la potenza erogata dalla Fuel Cell (quando necessaria).

Il confronto tra le potenze scambiate con la batteria, sperimentali e numeriche, consente dunque di verificare la validità del modello numerico nel rappresentare l'evoluzione del sistema HRES durante il funzionamento nelle 4 giornate rappresentative. La ragionevole vicinanza tra le curve numeriche e

sperimentale, in tutte e 4 le giornate, consente di concludere come il modello riesca in misura fedele a rappresentare il comportamento del sistema, e può quindi essere utilizzato per effettuare test esclusivamente numerici, con notevole risparmio di risorse economiche e di tempo. Le prove di emulazione sperimentale del sistema HRES richiedono infatti che il tempo emulato sia pari a quello fisico, data l'impossibilità di rappresentare adeguatamente le perdite qualora si voglia scalare il tempo di osservazione. Di contro, come già menzionato precedentemente, la simulazione con modello basato su Matlab-Simulink, con scelta di timestep pari a 60s richiede circa 1 minuto per il calcolo di una intera giornata.

E' inoltre opportuno osservare, ancora dall'analisi delle Figure 8-11, come la potenza scambiata dalla batteria dipenda fortemente dalla giornata considerata. Infatti, mentre in tutti i casi è vero che la batteria osservi un ciclo di carica durante la parte diurna della giornata, per scaricarsi durante la fase notturna, si deve sottolineare come l'entità e la variabilità della potenza di carica e scarica subiscano invece notevoli variazioni.

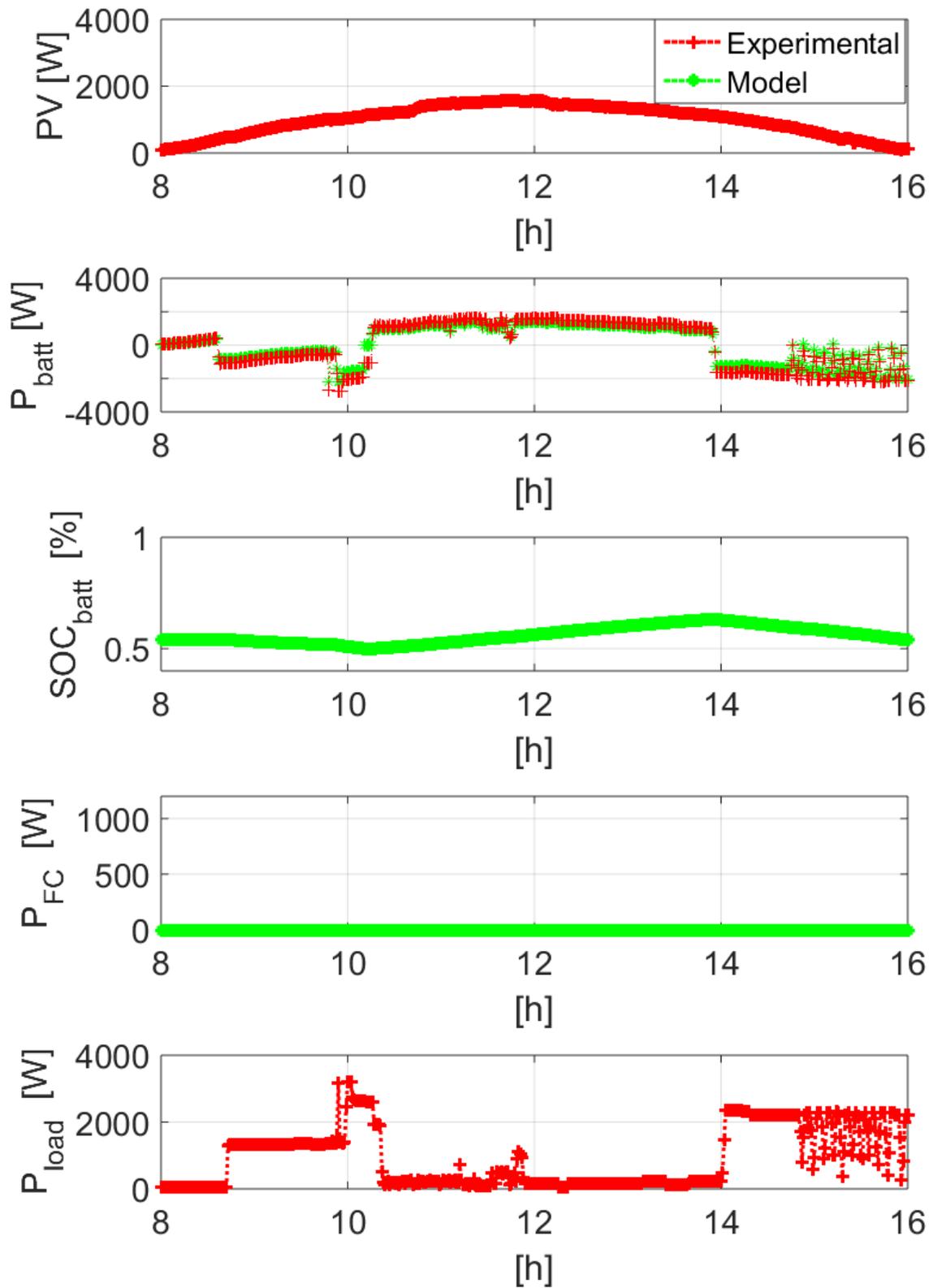


Figura 8. Andamento sperimentale-numerico di (dall'alto) potenza erogata dall'impianto fotovoltaico, potenza scambiata con la batteria, SOC della batteria, potenza erogata dalla Fuel Cell, potenza richiesta al carico. Giornata rappresentativa della stagione invernale.

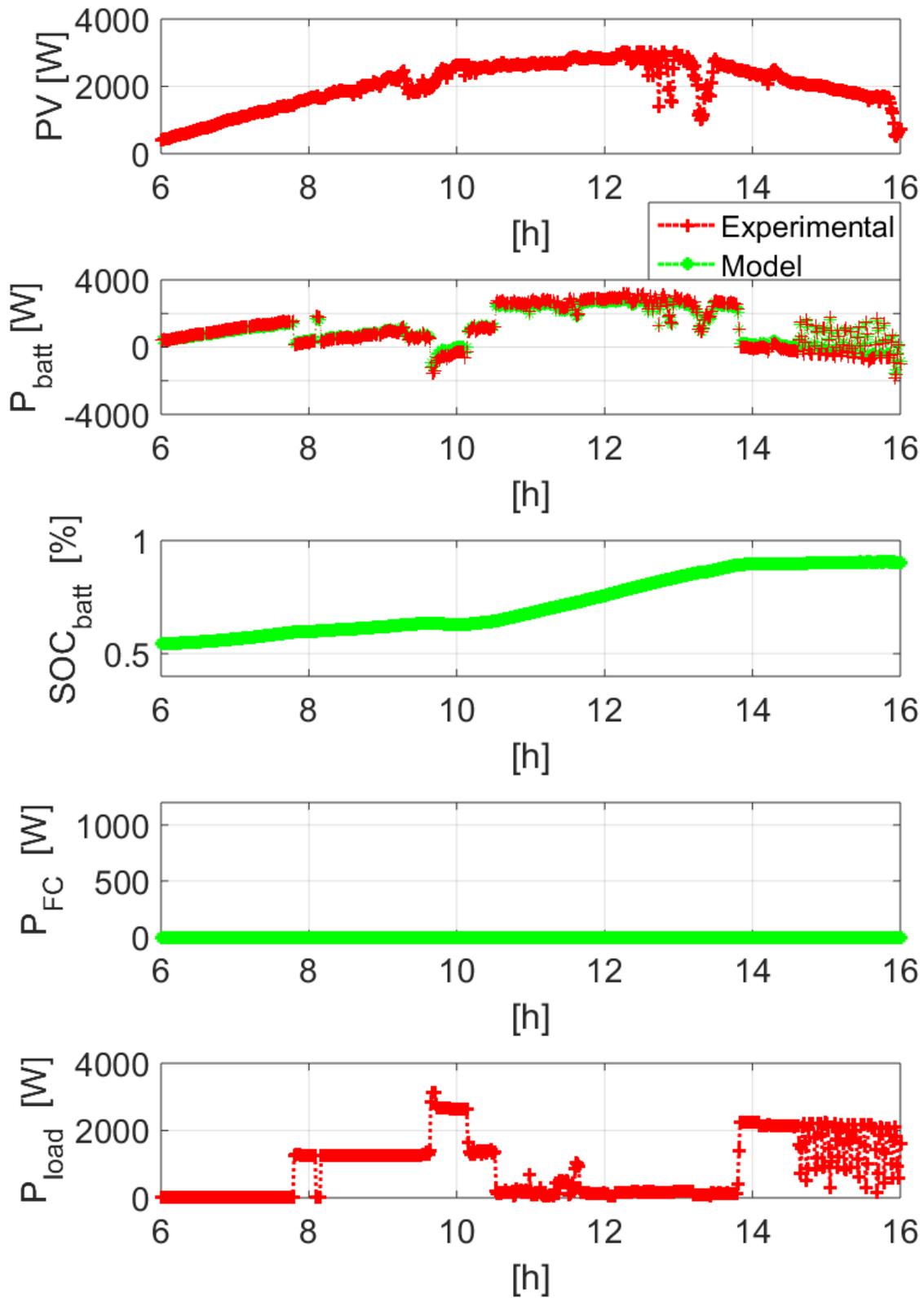


Figura 9. Andamento sperimentale-numerico di (dall'alto) potenza erogata dall'impianto fotovoltaico, potenza scambiata con la batteria, SOC della batteria, potenza erogata dalla Fuel Cell, potenza richiesta al carico. Giornata rappresentativa della stagione autunnale.

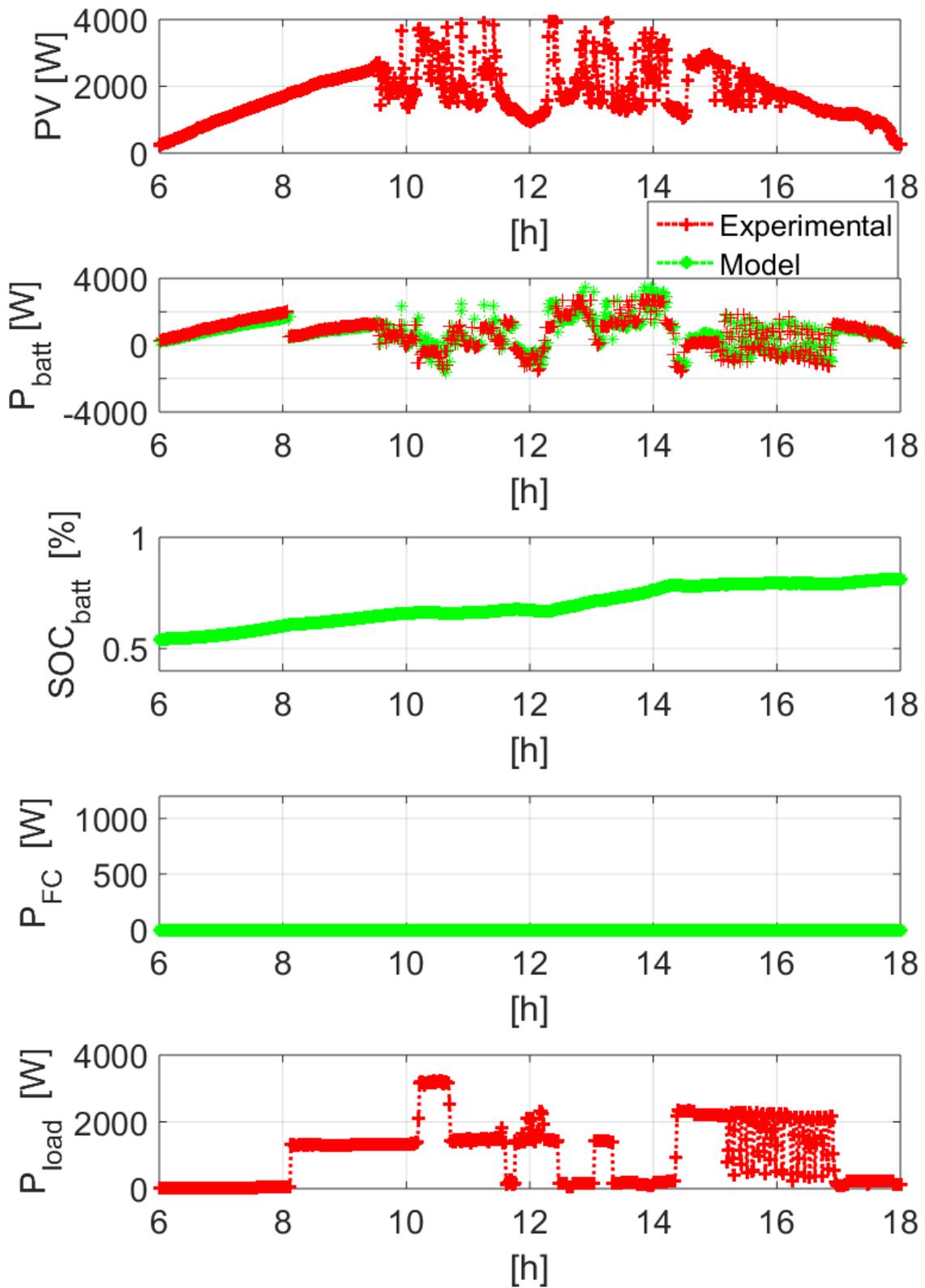


Figura 10. Andamento sperimentale-numerico di (dall'alto) potenza erogata dall'impianto fotovoltaico, potenza scambiata con la batteria, SOC della batteria, potenza erogata dalla Fuel Cell, potenza richiesta al carico. Giornata rappresentativa della stagione primaverile.

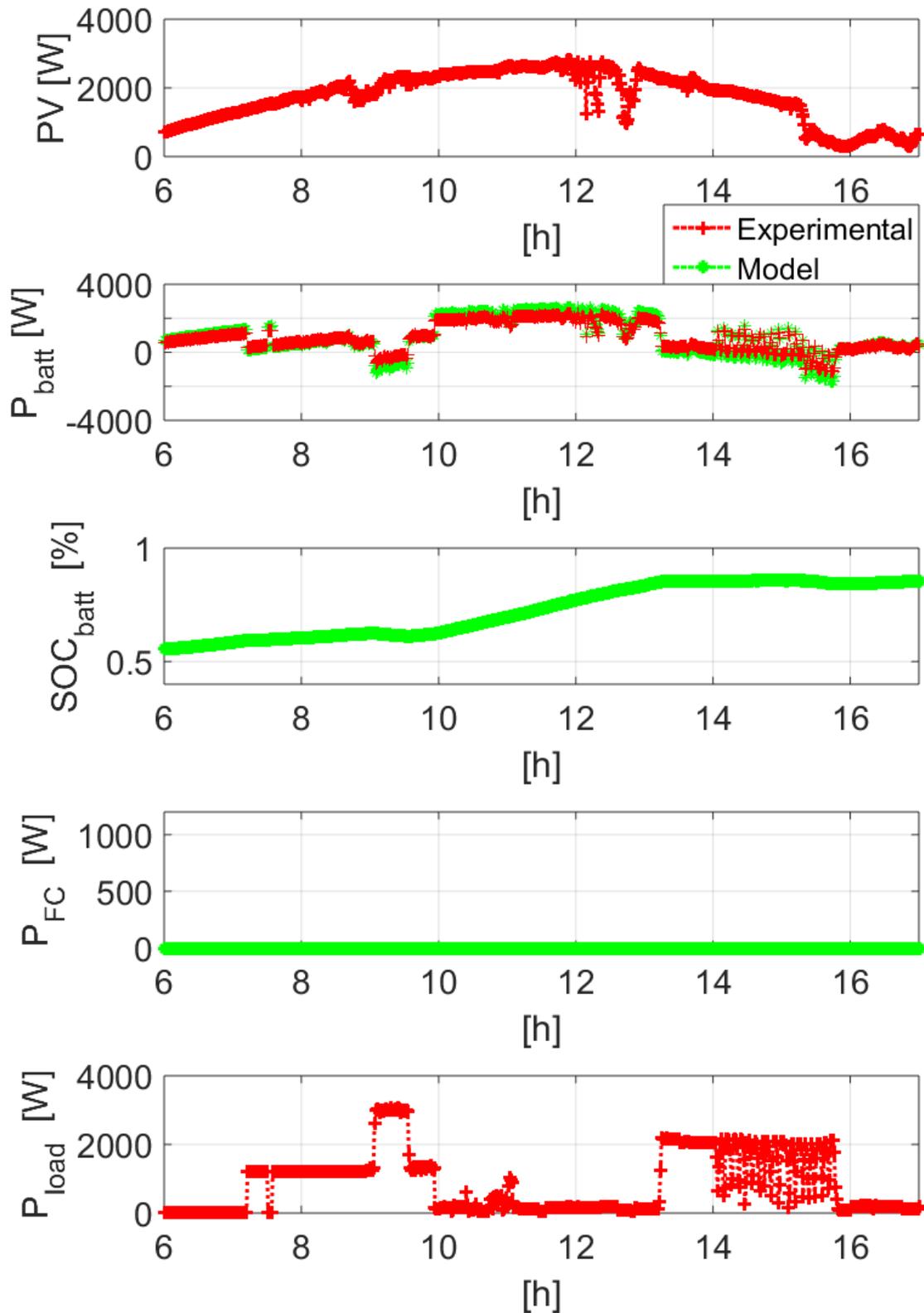


Figura 11. Andamento sperimentale-numeric di (dall'alto) potenza erogata dall'impianto fotovoltaico, potenza scambiata con la batteria, SOC della batteria, potenza erogata dalla Fuel Cell, potenza richiesta al carico. Giornata rappresentativa della stagione estiva

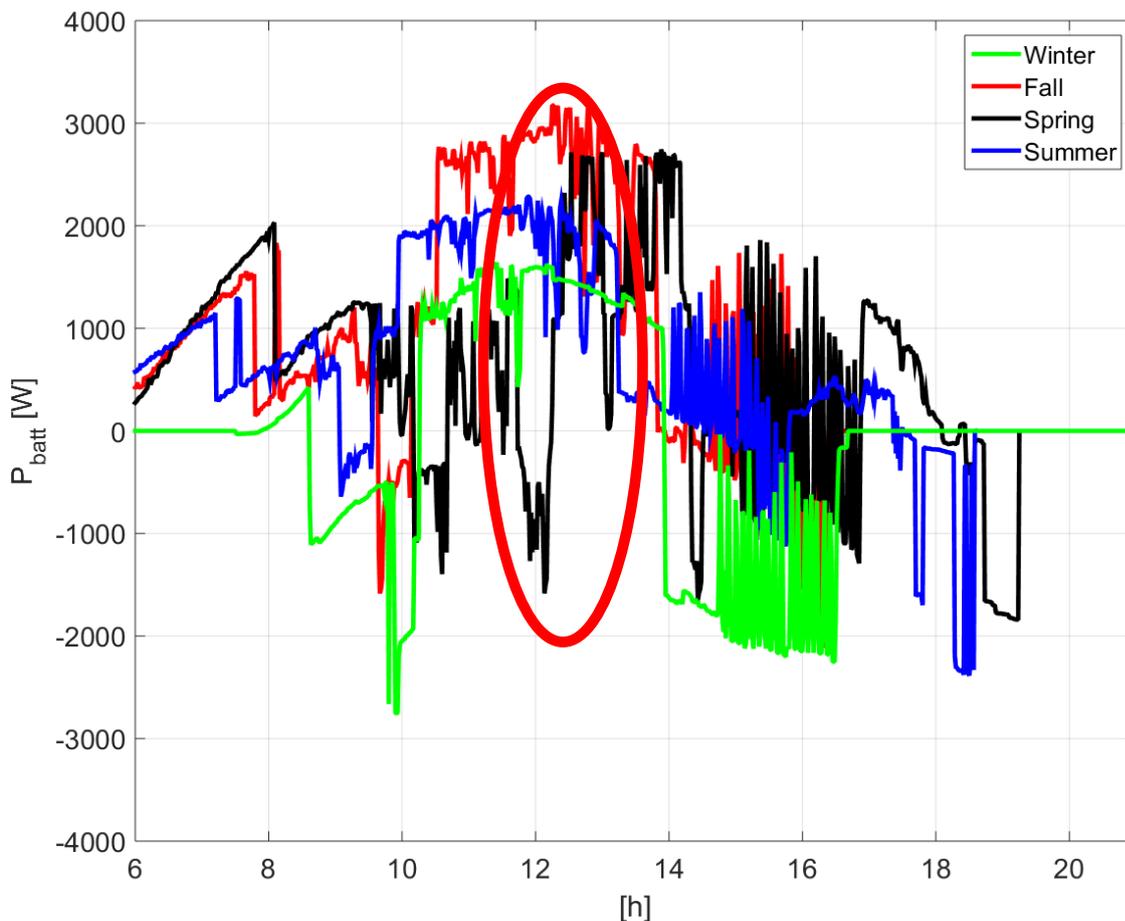


Figura 12. Confronto tra gli andamenti di potenza scambiata con la batteria nelle quattro giornate rappresentative.

Le 4 curve di potenza scambiata dalla batteria nelle 4 giornate sono invece riportate nello stesso grafico in Figura 12. La batteria risulta scarsamente sollecitata durante la stagione invernale: la SOC infatti (vedi Figura 8) non supera mai il 60% durante la giornata. Dal punto di vista della potenza massima assorbita durante il processo di carica, la stagione autunnale risulta la più gravosa, con un picco superiore a 3 kW: bisogna infatti ricordare come le giornate rappresentative scelte risultino dal compromesso tra energia media erogata dall'impianto PV (parametro energetico E_{PV} giornaliero) e dall'indice di variabilità della corrente erogata (parametro di I^2 media). Autunno e primavera presentano dunque i picchi massimi di corrente durante il processo di carica, accompagnati da una grande variabilità dell'erogazione. In particolare, la stagione primaverile è la più gravosa in assoluto per la variabilità repentina della potenza: subito dopo le 12 si osserva infatti (evidenziata nel cerchio rosso) una variazione di circa 4 kW (in valore assoluto), facendo velocemente transitare la batteria da condizioni di scarica a condizioni di carica ad elevata potenza.

In Figura 13 è riportata la simulazione del sistema HRES nell'intera giornata rappresentativa della stagione invernale, includendo dunque anche la parte notturna della giornata. Si osserva come la batteria sostanzialmente non eroghi più potenza a partire dalle 16, dato l'esiguo stato di carica. La potenza richiesta dal carico in questo frangente è fornita dalla rete elettrica; dalle 20 in poi la Fuel Cell eroga il surplus di potenza necessario per alimentare la lavastoviglie.

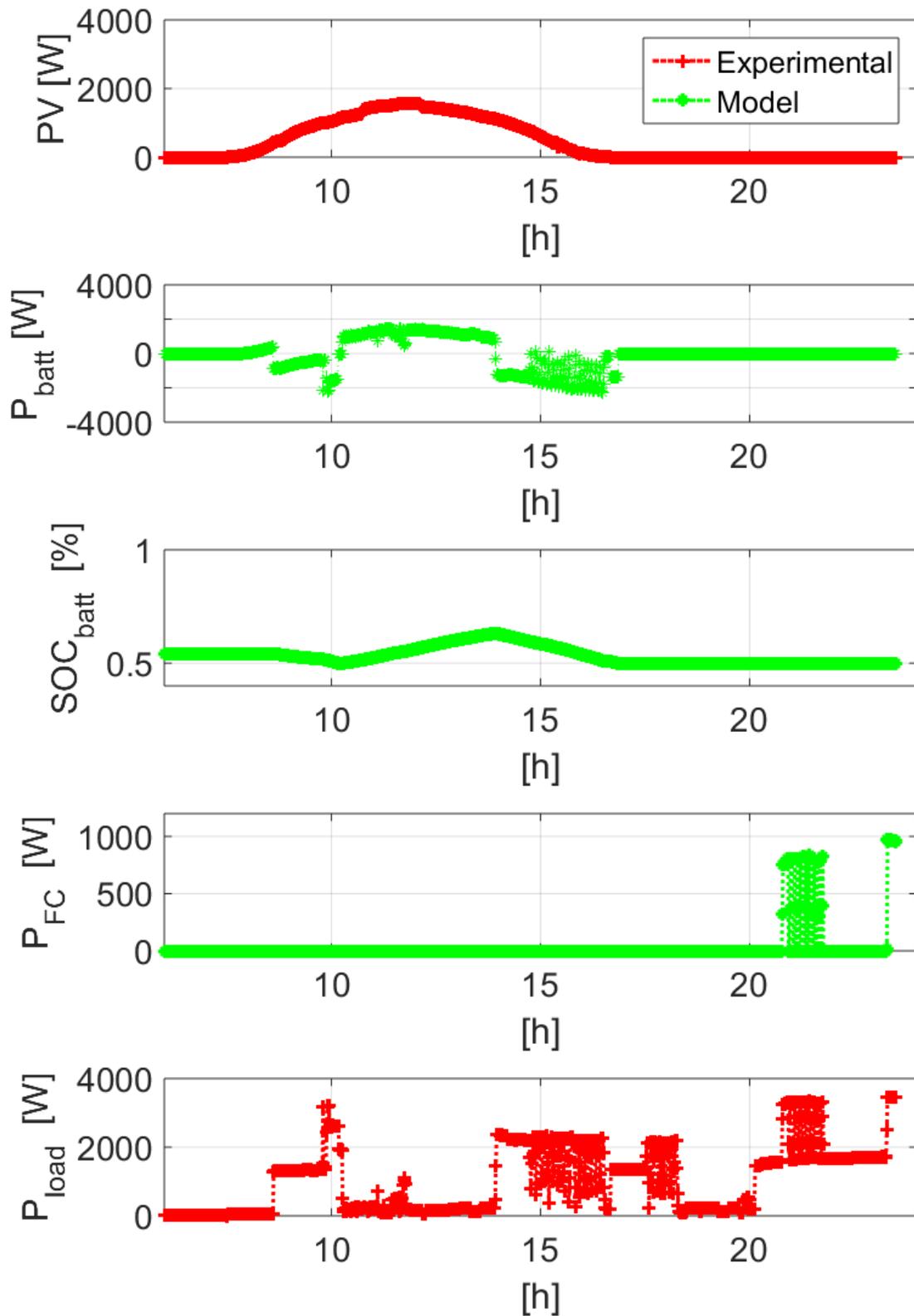


Figura 13. Andamento sperimentale-numerico di (dall'alto) potenza erogata dall'impianto fotovoltaico, potenza scambiata con la batteria, SOC della batteria, potenza erogata dalla Fuel Cell, potenza richiesta al carico. Giornata rappresentativa della stagione invernale dalle 6 alle 24.

2.6 Analisi di sensibilità delle assunzioni di base.

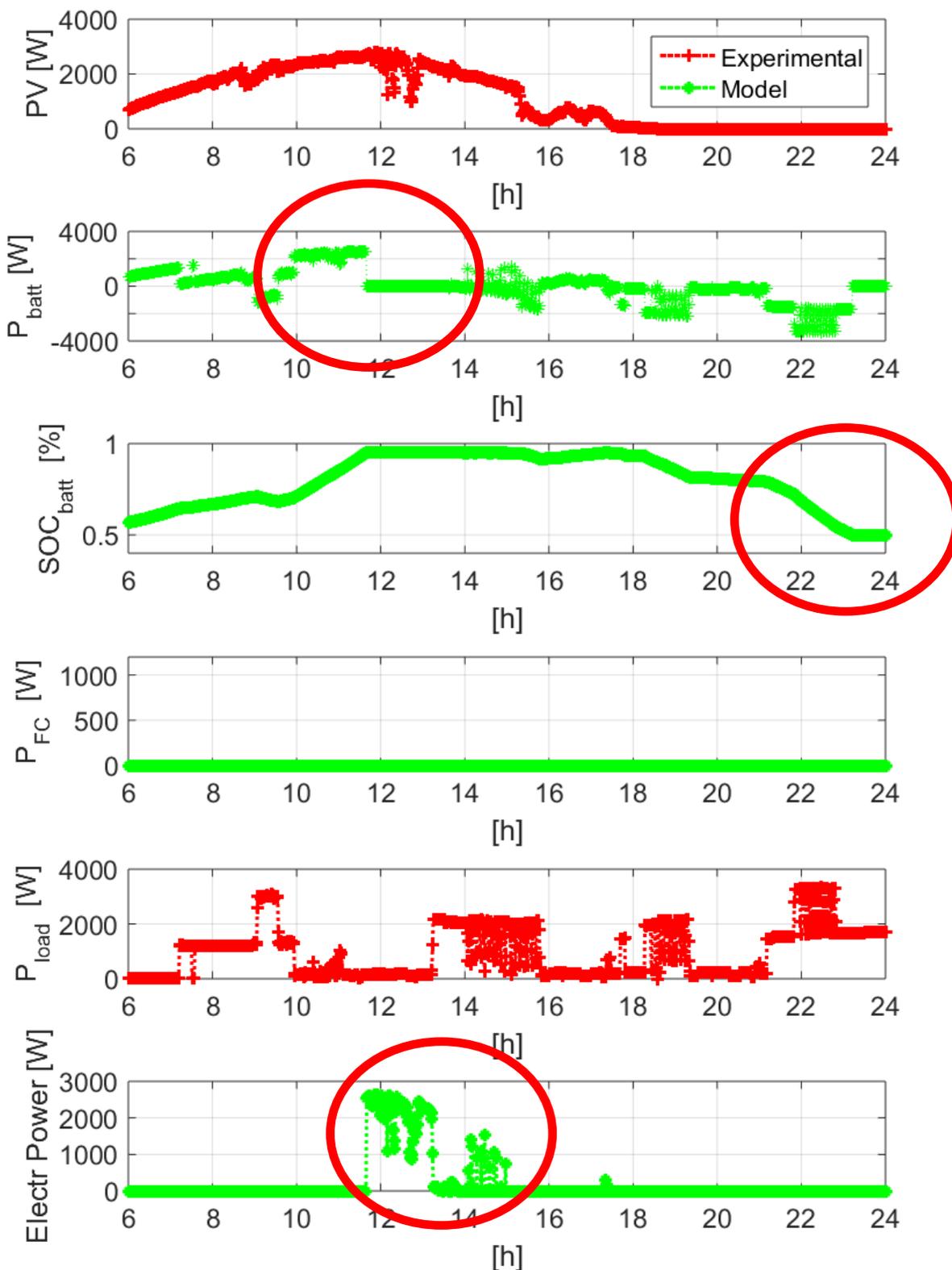


Figura 14. Andamento sperimentale-numerico di (dall'alto) potenza erogata dall'impianto fotovoltaico, potenza scambiata con la batteria, SOC della batteria, potenza erogata dalla Fuel Cell, potenza richiesta al carico, potenza richiesta dall'elettrolizzatore. Giornata rappresentativa della stagione estiva dalle 6 alle 24, capacità della batteria di 320 Ah@48V (1/2 dell'esperimento).

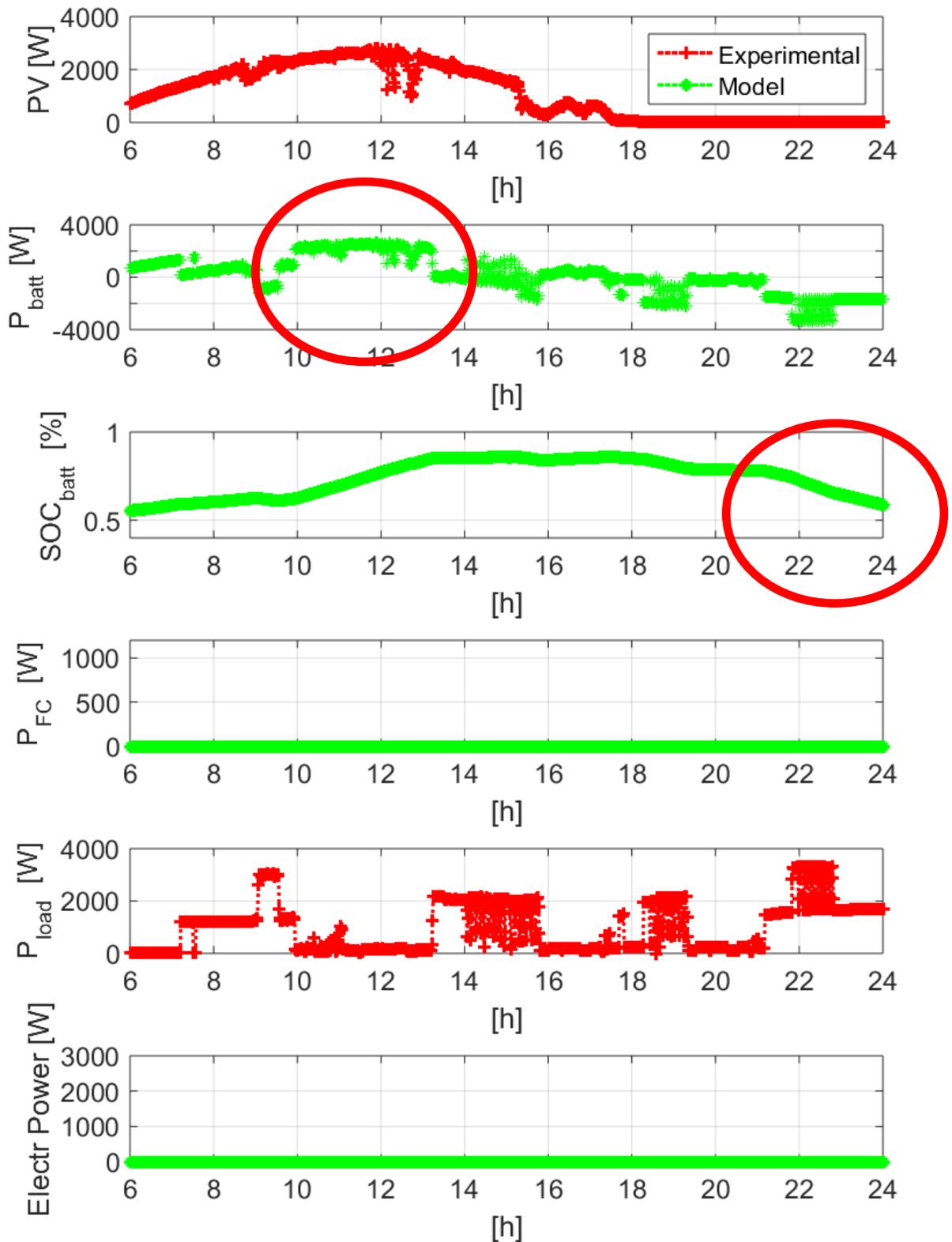


Figura 15. Andamento sperimentale-numeric di (dall'alto) potenza erogata dall'impianto fotovoltaico, potenza scambiata con la batteria, SOC della batteria, potenza erogata dalla Fuel Cell, potenza richiesta al carico, potenza richiesta dall'elettrolizzatore. Giornata rappresentativa della stagione estiva dalle 6 alle 24, capacità della batteria di 640 Ah@48V (capacità nominale dell'esperimento).

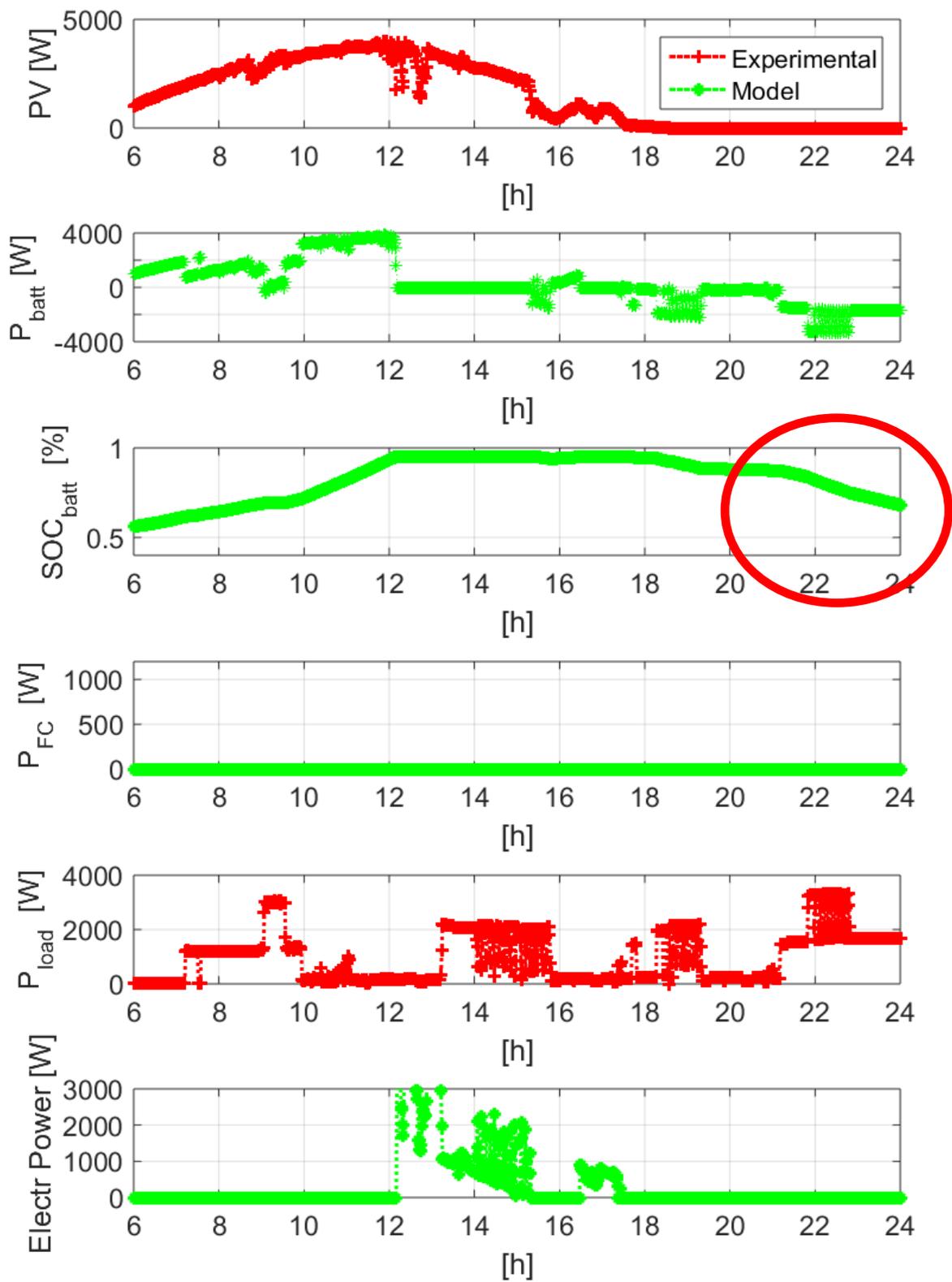


Figura 16. Andamento sperimentale-numerico di (dall'alto) potenza erogata dall'impianto fotovoltaico, potenza scambiata con la batteria, SOC della batteria, potenza erogata dalla Fuel Cell, potenza richiesta al carico, potenza richiesta dall'elettrolizzatore. Giornata rappresentativa della stagione estiva dalle 6 alle 24, capacità della batteria di 640 Ah@48V e impianto fotovoltaico da 5 kWp.

Il modello è stato utilizzato per effettuare un'analisi di sensibilità del profilo di carico della batteria alle assunzioni principali di design dell'HRES proposto in questo RT. Si è effettuata una perturbazione delle assunzioni di progetto della capacità della batteria e della taglia dell'impianto fotovoltaico, assunzioni che determinano una variabilità della potenza scambiata dalla batteria. Tale analisi è stata effettuata con riferimento esclusivo alla stagione estiva. In Figura 14 e 15 sono riportati i dati calcolati con capacità dimezzata rispetto alla nominale (Figura 14) e nominale (Figura 15). Si riporta inoltre nelle figure la potenza richiesta dall'elettrolizzatore per la produzione di H₂ a carico della potenza non immagazzinabile nella batteria per sopraggiunti limiti di SOC. La strategia di controllo prevede in questo caso l'erogazione della potenza in eccesso interamente all'elettrolizzatore non appena la batteria raggiunge le condizioni di limitazione di corrente.

Le differenze fondamentali, oltre alla possibilità di produrre H₂, consistono nella riduzione del carico alla batteria nell'intorno di mezzogiorno, così come nella mancata disponibilità di carica alle 24: circostanza che richiede un ricorso maggiore alla potenza assorbita dalla rete e/o a quella erogata dalla Fuel Cell.

La perturbazione delle assunzioni della taglia del sistema PV (da 3.5 a 5 kWp) determinano un effetto simile alla riduzione di capacità nell'intorno del mezzogiorno, orario in corrispondenza del quale la potenza assorbita dalla batteria si riduce tempestivamente, con corrispondente erogazione di potenza all'elettrolizzatore. La situazione risulta però lievemente differente in corrispondenza delle 24 (evidenziato in figura), dato che il sistema si trova a lavorare a parità di carico e capacità, motivo per il quale la batteria si scarica meno velocemente nelle fasi notturne.

3 Conclusioni

Si è illustrata nel RT un'attività di ricerca il cui obiettivo è quello di rappresentare in modo sintetico ed efficace i flussi energetici e l'energia effettivamente erogati ed assorbiti da un sistema di accumulo elettrochimico integrato in una microrete locale HRES (Hybrid Renewable Energy Systems). Tale sistema è caratterizzato dalla presenza di più dispositivi di generazione (alimentati da fonti rinnovabili e non) e da un carico locale di tipologia domestica. Il sistema è caratterizzato dalla interconnessione con la rete elettrica, e dalla presenza di impianto fotovoltaico, batteria, Fuel Cell ed elettrolizzatore.

In tale tipologia di applicazione il ruolo delle batterie è fondamentale per svincolare i profili di produzione di energia da quelli di utilizzo e per ottimizzare il collegamento attivo della microrete alla rete di distribuzione. A tal fine è tuttavia necessario che, in funzione delle caratteristiche del carico e della tecnologia di batterie utilizzata, il sistema di accumulo venga dimensionato in modo ottimale.

Nell'ambito dell'attività descritta nel report e con l'obiettivo di valutare il carico alla batteria, un sistema HRES è stato studiato sperimentalmente mediante banco prova basato sul concetto Hardware In the Loop installato presso l'Università di Roma Tor Vergata. La fase sperimentale è stata quindi alternata con una fase di simulazione numerica durante la quale un modello di simulazione basato su Matlab-Simulink è stato verificato ed utilizzato per rappresentare un ampio spettro di condizioni di funzionamento. Il setup utilizza per rappresentare il contributo dell'energia solare i dati rilevati da una stazione Meteo, installata presso l'Università di Roma Tor Vergata, che ha consentito di rilevare la radiazione cui sarebbe esposta un impianto fotovoltaico installato a Roma durante condizioni reali di funzionamento. Per quanto riguarda l'insieme degli utilizzatori presenti nella microrete, il loro contributo è stato definito sulla base di una caratterizzazione sperimentale dei flussi energetici richiesti durante il normale utilizzo di un insieme di elettrodomestici di grande diffusione.

L'approccio seguito ha previsto la selezione preventiva di una giornata caratteristica per ognuna delle quattro stagioni, scelte in modo da essere rappresentative sia dal punto di vista energetico (indice E_{PV}) che da quello della variabilità meteorologica (indice I²). I principali risultati ottenuti consentono di affermare le seguenti conclusioni sintetiche:

- Il modello numerico è stato validato confrontando la curva di potenza scambiata dalla batteria rilevata sperimentalmente con quella calcolata tramite il modello nelle 4 giornate rappresentative.

L'accordo tra gli andamenti risulta soddisfacente, consentendo l'utilizzo esclusivo del modello per effettuare indagini più estese.

- L'ampia variabilità della potenza erogata dall'impianto PV, così come del carico richiesto, determina un'elevata variabilità del carico alla batteria sia nelle diverse stagioni che durante la giornata.
- Le condizioni più gravose per la batteria sono state rilevate nella stagione primaverile, per la contestuale presenza di elevata potenza assorbita dalla batteria, elevata variabilità del carico e repentino passaggio da processo di scarica a processo di carica.
- La perturbazione delle ipotesi di riduzione della capacità e della taglia dell'impianto PV determinano una riduzione del carico visto dalla batteria, determinando d'altra parte la necessità di alimentare un elettrolizzatore per la produzione di H₂ o, similmente, di erogare potenza sulla rete.

Alla luce dei risultati ottenuti, in termini di variabilità stagionale e variabilità del carico durante la giornata, è stata dimostrata la validità del metodo a carattere misto sperimentale-numerico per la generazione di profili di carico delle batterie rappresentativi del reale utilizzo in sistemi ibridi per applicazioni domestiche. Tale metodo, utilizzabile al variare della locazione geografica, delle caratteristiche dell'utenza e dell'impianto HRES, consente di effettuare attività di test di invecchiamento realmente rappresentative del reale utilizzo.

4 Riferimenti bibliografici

- 1 H Holttinen, P. Mibor Meibom, A. Orths, F. Van Hulle, B. Lange, M.O. Malley, et al. "IEA Wind Task 25 design and operation of power systems with large amounts of wind power". Final report, phase one 2006-08. Helsinki: VVT Technical Research Centre (2009).
- 2 R. Gross, P. Heptonstall, D. Anderson, T. Green, J. Leach M, Skea. "The costs and impacts of intermittency". London UKERC (2006).
- 3 A.S. Brouwer, M. van den Broek, W. Zappa, W.C. Turkenburg, A. Faaj. "Least-cost Options for Integrating Intermittent Renewables in Low-Carbon Power Systems". Applied Energy, 161 (2016), pp. 48-74.
- 4 L-Olatomiwa, S. Mekhilef, M.S. Ismail, M. Moghavvemi. "Energy Management Strategies in Hybrid Renewable Energy Systems: A Review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 62 (2016), pp.821-835.
- 5 L. Meng, E.R. Sanseverino, E.R. Luna, T. Dragivecic, J.C. Vasquez, J.M. Guerrero. "Microgrid Supervisory Controllers and Energy Management Systems: a Literature Review". Renewable and Sustainable Energy Reviews, 60 (2016), 123-1273.
- 6 J.P. Torreglosa, P. Garcia-Trivino, L.M. Fernandez-Ramirez, F. Jurado. "Control Based on Techno-Economic Optimization of Renewable Hybrid Energy System for Stand-alonw Applications". Expert Syst Appl, 51 (2016), pp. 59-75.
- 7 B. Bahmani-Firouzi, R. Azizipanah-Abarghoee. "Optimal Sizing of Battery Energy Storage for Micro-Grid Operation Management Using a New Improved Bat Algorithm". Elect Pow and En Systems, 56 (2014), pp 42-54.
- 8 X.S. Yang. "A New Metaheuristic Bat-Inspired Algorithm. Nature Inspired Cooperative Strategies for Optimization (NICO). Studies in Computational Intelligence, 284 (2010), pp 65-74.
- 9 S. Cordiner, V. Mulone. "Studio su Prove di Invecchiamento e Degrado di Celle al Litio". Report RdS/PAR2014/180.
- 10 S. Cordiner, V. Mulone. "Modelli Preliminari di Funzionamento e Invecchiamento di Celle al Litio". Report RdS/PAR2014/181.
- 11 G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone. "A Study on the Energy Management in Domestic Micro-Grids based on Model Predictive Control Strategies". Energy Conv and Manag, 102 (2015), pp 50-58.
- 12 Buildings Energy Data Book. <http://buildingsdatabook.eren.doe.gov/ChapterIntro1.aspx>
- 13 A. Mariani. "Energy Efficiency for End-Users: Design and Test of a Micro-Grid Prototype". Phd dissertation, University of Rome Tor Vergata (2012).

- 14 G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone, A. Giordani, M. Savino, G. Tomarchio, T. Malkow, G. Tsotridis, S. Bodker, J. Jensen, R. Bianchi, G. Picciotti. "Fuel cell based power systems to supply power to Telecom Stations". Int. J. Hydrogen Energy, 39 (2014), pp 21767-21777.
- 15 G. Bruni, S. Cordiner, V. Mulone. "Domestic distributed power generation: Effect of sizing and energy management strategy on the environmental efficiency of a photovoltaic-battery-fuel cell system". Energy, 77(2014), pp 133-143.
- 16 G. Bruni, S. Cordiner, M. Galeotti, V. Mulone, M. Nobile, V. Rocco. "Control Strategy Influence on the Efficiency of a Hybrid Photovoltaic-Battery-Fuel Cell System Distributed Generation System for Domestic Applications". Energy Procedia, 45 (2014), pp 237-246.

5 Abbreviazioni ed acronimi

Stefano CORDINER

Stefano Cordiner, dopo aver conseguito nel maggio 1989 la laurea in Ingegneria Meccanica presso l'Università di Roma Tor Vergata, ha iniziato la propria attività di ricerca nel campo dello studio dei motori a combustione interna e delle problematiche connesse al loro impatto sull'ambiente presso il Dipartimento di Ingegneria Meccanica della medesima Università. Nel luglio del 1993 ha conseguito il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria delle Macchine e nello stesso anno ha vinto una borsa di studio nell'ambito del Progetto Finalizzato "Trasporti 2" del CNR. Le attività studio svolte in questo periodo, di natura teorico sperimentale, hanno anche compreso lo sviluppo di un laboratorio per la ricerca sui motori a combustione interna. Nel Novembre 1994 prende servizio presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Roma Tor Vergata come ricercatore del raggruppamento I04B e, dopo la riorganizzazione dei settori scientifici disciplinari, nell'SSD ING-IND 08 (Macchine a Fluido). Nel 1997 si conferma in ruolo e riceve dalla Facoltà di Ingegneria l'incarico di insegnamento in "Interazione fra le Macchine e l'Ambiente" in aggiunta all'intensa attività didattica svolta in supporto delle discipline afferenti all' SSD Nel luglio 2003 risulta vincitore di un concorso per Professore Universitario di II Fascia nello stesso settore disciplinare e nel novembre del 2004 prende servizio presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Roma Tor Vergata. In tale ruolo tiene diversi moduli di insegnamento nell'ambito dei Corsi di Laurea e Laurea Specialistica in Ingegneria per l'Ambiente ed il Territorio, nonché cicli di insegnamento nell'ambito di master e dottorato. Nel giugno 2010 risulta vincitore di un concorso per Professore Universitario di I Fascia nello stesso settore disciplinare e nello stesso mese viene chiamato presso la Facoltà di Ingegneria dell'Università di Roma Tor Vergata. Nel dicembre 2012 ha preso servizio come Professore Straordinario dopo un'attesa di due anni e mezzo a causa di un blocco alle assunzioni di personale per l'Ateneo Tor Vergata Autore di circa 115 pubblicazioni, prevalentemente pubblicate su rivista internazionale o in atti di congressi internazionali, ha partecipato a numerosi progetti di ricerca in ambito nazionale ed internazionale ed in collaborazione con enti pubblici e privati. Ha attivato collaborazioni internazionali con l'University of British Columbia in Canada e con l'University of Nevada at Reno. E' stato inoltre responsabile di progetti di collaborazione con il CNR e l'ISPESL. Più recentemente ha affiancato alle attività di ricerca sui motori a combustione interna lo studio delle celle a combustibile e delle problematiche di utilizzo dell'idrogeno. In tale ambito e' stato responsabile del progetto di ricerca ACCEPT svolto nel V programma quadro dell'UE ed è stato membro del network tematico ENIGMATIC. Dal 2006 è membro di uno dei gruppi di lavoro (WG – Cross Cutting Issues) dell'Implementation Panel della Hydrogen and Fuel Cell Technology Platform. E' responsabile di numerose iniziative di trasferimento tecnologico e di supporto all'innovazione nei confronti dell'industria nazionale ed internazionale nel campo dell'energia e dell'inquinamento derivante da processi di sua generazione. È stato ed è coordinatore locale di progetti di ricerca in collaborazione con importanti industrie nazionali (tra queste Enel, Faam, Riso Scotti, ASM di Brescia, Arcotronics) ed internazionali (Emitec, ALLPS, Suedchemie, etc.). Nell'ambito di alcune iniziative del Dipartimento di Ingegneria Meccanica finalizzate al supporto dell'innovazione in ambito industriale ha contribuito alla realizzazione di una efficiente metodologia

finalizzata all'incremento della sostenibilità nei processi industriali. Ha inoltre svolto una intensa attività organizzativa: E' stato membro del Consiglio di Amministrazione dell'Università Tor Vergata dal novembre 2008 all'aprile 2013. Nell'ambito della Facoltà di appartenenza è stato più volte rappresentante dei ricercatori in Consiglio di Facoltà, è componente del Consiglio Scientifico della Biblioteca di area e del Centro Servizi della Facoltà; In ambito dipartimentale fa parte della Giunta del Dipartimento di Ingegneria Meccanica. E' il Responsabile per l'uso razionale dell'Energia per l'Ateneo e per il Policlinico di Roma Tor Vergata. In questa veste ha attivato una serie di interventi per la diffusione delle migliori tecnologie in relazione all'efficienza energetica ed alla diffusione delle fonti rinnovabili di energia.

Vincenzo MULONE

Vincenzo Mulone è professore associato dal 2015 presso l'Università di Roma "Tor Vergata", dove è titolare o co-titolare dei corsi di "Fluidodinamica delle Macchine" e del corso di "Sistemi e Componenti per la Conversione di Energia da Fonti Rinnovabili".

E' risultato vincitore di una research-scholar-grant Fulbright, espletata nell'A.A. 2009-10, presso la West Virginia University di Morgantown (WV) ed ha ricevuto il SAE Forest R. McFarland award nel 2012.

Le attività di ricerca riguardano l'analisi dei processi di conversione dell'energia ed il loro impatto ambientale. In particolare, gli studi sono stati applicati al progetto di sistemi di post-trattamento dei gas di scarico, di motori a combustione interna e di celle a combustibile (fuel cells).

Le attività sul post-trattamento dei gas di scarico sono state condotte, con approccio misto numerico 3D e sperimentale al banco prova motori, con l'obiettivo di progettare differenti tipologie dispositivi. Le attività sono state inoltre condotte in collaborazione con aziende leader mondiali nei rispettivi campi (EMITEC, Lombardini, CRF-FIAT), e con partner di riferimento (CNR-IM, WVU, ANL).

Le attività riguardanti il progetto di motori sono state portate avanti principalmente con il prof. Evans (UBC), per lo sviluppo di motori a gas naturale. Ulteriori collaborazioni sono state strette con il CNR-IM di Napoli, ENEA e l'ANL, per lo sviluppo di motori dual-fuel e ad idrogeno. E' anche in atto una collaborazione con l'ITV di Aachen per lo sviluppo di un modello di combustione turbolenta per motori alimentati a gas naturale: nel contesto di questo progetto è stato ricercatore ospite presso l'ITV-Aachen nel 2007.

Le attività sui motori e sul post-trattamento sono state oggetto di finanziamento nel contesto di programmi biennali PRIN-MIUR nel 2002, nel 2004, nel 2007 e nel 2009.

Le attività riguardanti le celle a combustibile sono state condotte sia nel campo dell'alta che della bassa temperatura, in collaborazione con diverse aziende leader del settore (Exergy-Fuel-Cells, ALPPS, FAAM) e con il Queen's RMC FCRC. Particolare attenzione è stata dedicata alle celle SOFC alimentate a biomassa mediante fonti rinnovabili, all'analisi del fenomeno del flooding in celle ad elettrolita polimerico, ed al design di stack modulari di celle SOFC microtubolari. Sono inoltre stati realizzati test-bench sperimentali per celle a combustibile ad elettrolita polimerico per la diretta validazione di modelli 3D termofluidodinamici, e per lo sviluppo di sistemi stazionari e per veicoli. Sono inoltre in fase di design e realizzazione reformer di idrogeno alimentati a gas naturale ed a gasolio, studiati e progettati mediante approccio misto numerico-sperimentale.

Le attività sulle celle a combustibile sono state oggetto di finanziamento nel V e VII programmi quadro (ACCEPT, FC-POWERED-RBS) e in un programma PRIN biennale nel 2003. Il progetto FC-Powered-RBS, tuttora in corso, è dedicato allo studio di sistemi ibridi (produzione programmata e non programmata integrata con tecnologie di stoccaggio elettrochimiche e con idrogeno) applicati a stazioni off-grid per telecomunicazioni.

Particolare attenzione è stata dedicata negli ultimi anni allo studio dei processi di conversione dell'energia da fonti rinnovabili riguardanti lo sviluppo di un gassificatore a letto fluido alimentato mediante residui di lavorazione e lo sviluppo di un prototipo di microturbina a gas a combustione esterna alimentata a biomassa.

I risultati ottenuti sono descritti in oltre 80 pubblicazioni, presentate prevalentemente in congressi e riviste internazionali.