



Ricerca di Sistema elettrico

Simulazione ed implementazione di strategie per l'Automated Demand Response negli Smart Buildings di seconda generazione

A. Laudani, V. Lucaferri, M. Radicioni, F. Riganti Fulginei

SIMULAZIONE ED IMPLEMENTAZIONE DI STRATEGIE PER L'AUTOMATED DEMAND RESPONSE NEGLI SMART BUILDINGS DI SECONDA GENERAZIONE

A. Laudani, V. Lucaferri, M. Radicioni, F. Riganti Fulginei

Dicembre 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 – III annualità

Obiettivo: Tecnologie

Progetto: Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali

Work package: Local Energy District

Linea di attività: *(titolo completo)*

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work package: Claudia Meloni, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Sviluppo di algoritmi, soluzioni tecnologiche ed informatiche per gli edifici esistenti e di nuova generazione"

Responsabile scientifico ENEA: Francesco De Lia

Responsabile scientifico: Antonino Laudani e Francesco Riganti Fulginei

Ringraziamenti

Si ringraziano Riccardo Schioppo per la realizzazione dell'impianto, Roberto Lo Presti per la progettazione del software, Irena Balog e Giampaolo Caputo per i dati forniti sulle previsioni meteo.

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 DESCRIZIONE DELLO SMART BUILDING	6
3 PV E CARICO: PREVISIONI DI POTENZA CON RETI NEURALI.....	8
3.1 PREVISIONI PV	8
3.2 PREVISIONI CARICO.....	11
4 SIMULATORE ENEA	14
5 GESTIONE SMART	18
5.1 SIMULAZIONE GESTIONE SMART.....	20
5.2 TEST GESTIONE SMART	29
5.2.1 <i>Giornata soleggiata con previsioni esatte</i>	29
5.2.2 <i>Giornata soleggiata con previsioni errate</i>	30
5.2.3 <i>Giornata parzialmente soleggiata con previsioni esatte</i>	32
6 ADR: AUTOMATED DEMAND RESPONSE	34
6.1 SIMULAZIONE ADR	37
6.1.1 <i>Giornata soleggiata</i>	37
6.1.2 <i>Giornata variabile</i>	39
6.2 TEST GESTIONE ADR SULL'IMPIANTO F40.....	40
6.2.1 <i>Giornata soleggiata</i>	40
6.2.2 <i>Giornate variabili</i>	44
7 CONCLUSIONI.....	46
8 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	47
9 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	48

Sommario

L'obiettivo della linea di attività in esame è lo sviluppo di strategie per la gestione intelligente dei flussi di potenza. Tali strategie sfruttano le previsioni dell'energia generata da impianti fotovoltaici e del fabbisogno energetico di Smart Buildings di seconda generazione. Le previsioni sono state realizzate tramite tecniche basate sull'Intelligenza Artificiale, sviluppate nell'annualità precedente.

In particolare, sono state analizzate due strategie di gestione, entrambe sfruttano la flessibilità introdotta dal sistema di accumulo, grazie alla quale è possibile scegliere se utilizzare la potenza prodotta per caricare la batteria, per alimentare il carico utente o se sia più opportuno optare per un'immissione in rete della stessa. Diversi scenari di funzionamento sono stati simulati e successivamente testati sul Dimostratore dell'edificio F40 del CR ENEA di Casaccia per entrambe le gestioni.

L'attività risulta, pertanto, suddivisa in due punti principali:

- Il primo punto ha riguardato lo sviluppo della gestione SMART. Questa strategia prevede una gestione dei flussi di potenza che sia in grado di garantire un vantaggio economico per gli utenti finali, sia in termini di minori picchi di potenza immessi in rete e che di una maggiore durata delle batterie. Questo è stato reso possibile grazie all'implementazione delle reti neurali capaci di prevedere il profilo giornaliero della potenza elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e del carico utente richiesto.
- Il secondo filone, invece, è stato incentrato sulla simulazione e sui test delle logiche di ADR (Automated Demand Response) a livello batteria. In questo caso l'obiettivo della gestione implementata è quello di soddisfare la richiesta di flessibilità, che viene ricevuta dal web service dell'Energy Management System (EMS) il giorno prima. In particolare, è stato sviluppato un metodo capace di "preparare" la batteria dal punto di vista energetico in modo da soddisfare le richieste di set-point per il giorno dopo.

Entrambe le strategie sviluppate hanno mostrato buoni risultati. La gestione SMART fornisce ottime prestazioni soprattutto in giornate soleggiate e parzialmente soleggiate. Mentre per quanto riguarda la gestione ADR è stato dimostrato come si riesca quasi sempre a soddisfare le richieste di flessibilità, eccetto in situazioni particolari che verranno descritte in seguito.

1 Introduzione

Nell'ambito dell'accordo di programma Mise-ENEA, per il Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 ed in particolare dell'attività LA17 del progetto, è previsto lo sviluppo di una gestione intelligente dei flussi di potenza basata sulla flessibilità introdotta dal sistema di accumulo. Inoltre, sono previste simulazioni e verifiche in campo che permettano di analizzare i diversi scenari di funzionamento, distinti in base alla produzione fotovoltaica e al fabbisogno del carico utente.

Tra le strategie più utilizzate nella gestione dei flussi di potenza vi sono la gestione standard dell'autoconsumo e quella del Peak-Shaving. Nella tecnica dell'autoconsumo, il sistema di accumulo è sottoposto ad elevate potenze di carica e scarica, provocando un precoce deterioramento della batteria. Per compensare questo inconveniente, nel Peak-Shaving si cerca di limitare la potenza immessa in batteria, con il rischio che non venga mai usato il sistema di accumulo. Da qui nasce l'esigenza di utilizzare un sistema predittivo, che permetta di conoscere in anticipo la produzione fotovoltaica e il fabbisogno energetico del carico, per poter gestire i flussi di potenza in maniera ottimale. In questo contesto, le reti neurali (ANN) si sono rivelate un ottimo strumento per ottenere le previsioni di potenza necessarie allo sviluppo di soluzioni tecnologiche che possano permettere una gestione intelligente dell'energia da fonti rinnovabili.

A partire dalla stima dell'energia prodotta da fotovoltaico e quella dei fabbisogni energetici, sono state sviluppate due strategie per il controllo e la gestione dei flussi di potenza e lo scambio intelligente di energia con la rete.

Dunque, una prima parte del lavoro sarà dedicata ad una breve descrizione delle tecniche di intelligenza artificiale utilizzate per le previsioni. A partire dai profili di potenza previsti, sarà presentata la prima strategia sviluppata in questa annualità, la Gestione SMART. Dopo un'attenta analisi dei diversi scenari di funzionamento, saranno evidenziati i vantaggi legati al sistema di accumulo e i limiti che la gestione presenta.

Successivamente, sarà descritta una gestione di ADR, che consente di soddisfare le richieste di flessibilità. Anche in questo caso sarà sottolineata l'importanza delle previsioni sviluppate con le Reti Neurali.

Entrambe le strategie presentate sono state simulate attraverso un simulatore sviluppato in ambiente Matlab e poi testate sul Dimostratore dell'edificio F40 del CR ENEA di Casaccia.

2 Descrizione dello Smart Building

I dati utilizzati per l'analisi e lo sviluppo di strategie per la gestione intelligente dei flussi di potenza si riferiscono al Dimostratore dell'edificio F40 del centro ricerche ENEA di Casaccia, uno Smart Building di seconda generazione che comprende impianti fotovoltaici e di accumulo, gestiti da remoto attraverso sistemi di controllo e management dei flussi di energia [1].

Il prototipo di Smart Building realizzato è costituito dai seguenti sottosistemi:

- L'impianto fotovoltaico è costituito da 56 moduli fotovoltaici LG Neon2 325 N1C-A5 al silicio cristallino (potenza nominale 325W) installati sulla copertura dell'edificio F40. I moduli sono raggruppati in 6 stringhe indipendenti (4 di esse sono formate da 9 moduli e 2 da 10 moduli) collegate in serie. Le stringhe da 9 e 10 moduli hanno, rispettivamente, una potenza nominale di 3,25 kW e 2,95 kW, per una potenza complessiva di 18,2 kW circa.



Figura 1. Generatore fotovoltaico installato sulla copertura dell'edificio F40.

Tabella 1. Caratteristiche elettriche del generatore fotovoltaico LG Neon2 325 N1C-A5 in Silicio monocristallino (c-Si).

Potenza nominale	18,2 kW
Numero di moduli	56
Numero di stringhe	6
Inclinazione (tilt)	15°
Tensione massima @STC (Voc)	408 V (stringhe da 10) / 367,2 V (stringhe da 9)
Tensione alla massima potenza @STC (Vm)	333 V (stringhe da 10) / 299,7 V (stringhe da 9)
Corrente di corto circuito @STC (Isc)	10,41 A
Corrente alla massima potenza @STC (Im)	9,77 A

- Il sistema di conversione è costituito da 3 inverter monofase REACT- 4.6-TL aventi ciascuno massima potenza di uscita 6.6 kW. Ciascun inverter, oltre a convertire la corrente da continua in alternata, comunica con il controller dell'impianto, Energy Manager System (EMS), al fine di gestire in maniera intelligente l'accumulo di energia secondo logiche di ADR. Il protocollo di comunicazione è reso disponibile da ABB. Complessivamente, il sistema consente di attuare diverse strategie di gestione dei flussi energetici come ad esempio la massimizzazione dell'autoconsumo, la non

immissione di energia e la limitazione della potenza immessa in rete. In particolare, la strategia adottata nell'ambito di questo progetto prevederà la limitazione della potenza immessa in rete in accordo alle logiche ADR.

- Il sistema di accumulo è costituito da 3 REACT-BATT da 4kWh (espandibili fino a 6kWh), che permettono di accumulare temporaneamente l'energia in eccesso proveniente dal generatore fotovoltaico. L'energia accumulata sarà successivamente utilizzata nei momenti in cui la richiesta di energia è maggiore di quella prodotta dal generatore. Il sistema di accumulo è inoltre provvisto di un sistema di gestione e controllo, Battery Management System, BMS. Le caratteristiche del sistema di accumulo sono illustrate nella seguente tabella:

Tabella 2. Caratteristiche elettriche del sistema di accumulo

Tipo	Li-Ion
Potenza di scarica tipica/massima	1,5/1,8 kW
Potenza di carica massima	1,1 kW
Capacità media utile nella vita	2 kWh (6 kWh, con 3x REACT-BATT-AP1)
Vita utile	>4500 cicli



Figura 2. L'inverter fotovoltaico e il sistema di accumulo ABB REACT.

- L'EMS supervisiona l'intero impianto e controlla il sistema di accumulo trifase calcolando i set point di potenza sulle batterie, sulla base dei flussi energetici provenienti dalle unità di produzione e consumo secondo strategie impostate (Autoconsumo, Peak-Shaving, SMART e ADR). Dal punto di vista hardware, si tratta del controller embedded CRIO 9068 della National Instruments, ideale per applicazioni di controllo e monitoraggio, che include un FPGA e un processore real-time con sistema operativo NI Linux Real-Time. Il sistema è composto da un computer collegato ad una serie di bus IO che permettono la connessione con l'esterno al fine di poter interagire con gli strumenti/sensori posti sull'impianto.

L'impianto è collegato in parallelo alla rete BT del Centro ed in particolare al Quadro Elettrico Generale dell'edificio F40. Le apparecchiature di potenza, così come quelle di trasmissione dati e il sistema di SMART Metering, sono collocate dentro una cabina elettrica appositamente realizzata per il Dimostratore.

Come brevemente anticipato, l'impianto è provvisto di un sistema di monitoraggio intelligente che consente di acquisire le grandezze fisiche ed elettriche relative al suo funzionamento. L'intero edificio è dotato di una serie di sensori che permettono di monitorare i consumi energetico, elettrico e termico e di fornire i dati relativi ai carichi elettrici al Building Energy Management System (BEMS). In particolare, l'EMS interroga periodicamente il sistema di monitoraggio e si occupa dello scambio di flussi di potenza tra il

generatore fotovoltaico, il sistema di accumulo e i carichi elettrici attuando ogni volta una tra le strategie implementate tramite protocollo ModBus-TCP. Uno degli aspetti caratterizzanti del prototipo dell’F40 è l’implementazione di Reti Neurali Artificiali (ANNs) per la previsione della potenza generata dal fotovoltaico e quella assorbita dal carico elettrico dell’edificio. Tali previsioni consentono di gestire in modo intelligente il deficit/surplus energetico.

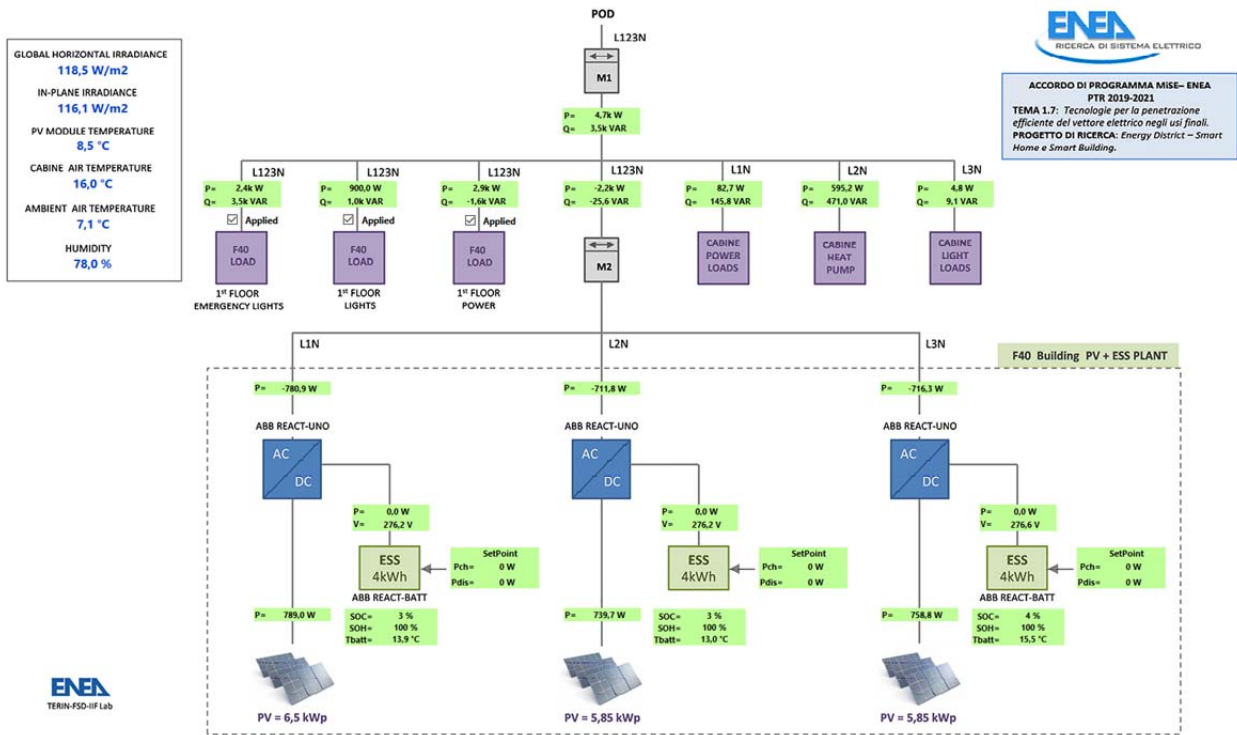


Figura 3. Sinottico del Dimostratore dell'edificio F40.

3 PV e carico: previsioni di potenza con reti neurali

La stima dell’energia prodotta da fotovoltaico e quella dei fabbisogni energetici rappresentano uno step fondamentale nello sviluppo di metodi per il controllo e la gestione dei flussi di potenza e lo scambio intelligente di energia con la rete. I due aspetti lavorano in modo sinergico tra di loro per permettere una gestione consapevole e flessibile delle risorse elettriche che consenta l’inserimento nel mercato dell’energia elettrica.

3.1 Previsioni PV

L’addestramento della rete neurale e la scelta delle grandezze necessarie per ottenere buone performance nella previsione sono stati descritti in maniera dettagliata nella LA16 e in [2]. In questo paragrafo sarà brevemente descritta l’architettura della rete implementata e sarà riportata un’analisi delle giornate prese in esame per lo sviluppo della strategia per l’ADR. Nell’annualità precedente, si faceva riferimento alle previsioni di potenza per il singolo React, ora utilizzate per la gestione SMART. Mentre per quanto riguarda la gestione ADR, la stessa rete neurale viene utilizzata per prevedere la potenza dell’intero impianto fotovoltaico.

L’obiettivo della rete neurale implementata è la previsione a 24 ore della potenza fotovoltaica prodotta dall’impianto in esame. Nello sviluppo della rete neurale si è scelto di unire la semplicità nell’architettura della rete neurale di tipo Feed Forward (FF) e il feedback dinamico, caratteristica delle reti ricorrenti

generalmente più performanti nella determinazione di modelli tempo dipendenti. Perciò, nel caso in esame l'architettura della rete FF è stata modificata aggiungendo un feedback dinamico: ogni neurone dello strato nascosto ha la capacità di elaborare valori precedenti insieme a nuovi segnali di input. In questo modo, la rete neurale è in grado di apprendere dipendenze temporali: nel nostro caso le relazioni tempo-dipendenti sono introdotte dalla variabilità delle condizioni meteorologiche.

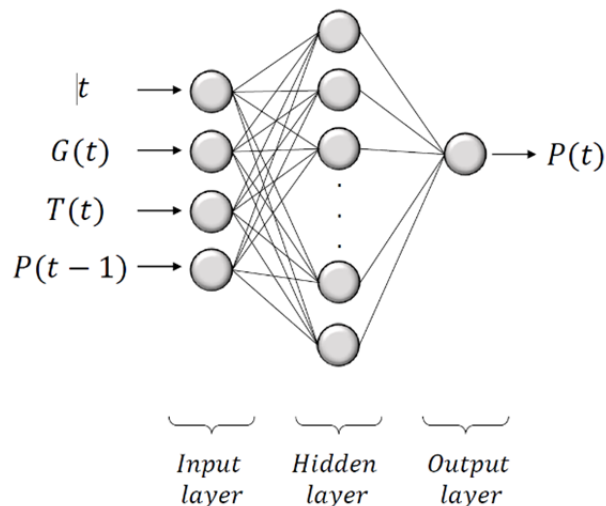


Figura 4. Architettura rete neurale dinamica.

Il metodo proposto è implementato in ambiente Matlab che ha permesso di programmare la rete neurale attraverso uno strumento potente e performante.

La tabella riassume i parametri della rete neurale implementata.

Tabella 7. Parametri della rete neurale dinamica (DFNN).

Parametri ANN	
Ingressi	3 – Tempo, Irradianza, Temperatura
Uscite	1 – Potenza PV
Numero di strati	3 – Ingresso, Nascosto, Uscita
Numero di neuroni nello strato nascosto	5:10
Numero di ritardo	1 – Potenza PV
Funzioni	Logaritmica-sinusoidale, Lineare
Algoritmi di addestramento	Levenberg-Marquardt

L'utilizzo della rete prevede che ad essa sia presentata una matrice relativa al giorno per cui si vuole effettuare la previsione contenente gli stessi vettori delle matrici di training – cioè i vettori tempo, temperatura, irradianza e potenza al quarto d'ora precedente; in risposta a questi input la rete produrrà un output di potenza. A posteriori, sarà possibile valutare la bontà della previsione tramite un confronto con i dati effettivi dell'impianto.

Ovviamente, non potendo disporre dei dati effettivi relativi alla temperatura ed all'irradianza per la giornata ventura, sono state utilizzate come input le previsioni meteorologiche di tali grandezze facendo ricorso al modello WRF-ARW.

Il modello WRF (Weather Research and Forecasting Model), sviluppato e distribuito dal National Center for Atmospheric Research USA, è un sistema di simulazione atmosferica creato per la ricerca e per la previsione meteorologica. Il WRF è, tra i modelli atmosferici, il più utilizzato nel campo della ricerca scientifica; è disponibile gratuitamente ed è efficiente anche per il calcolo parallelo. Esso offre una vasta gamma di applicazioni a diversa scala, dai fenomeni alla microscala (su uno spazio di qualche metro) a quelli alla scala

sinottica (su uno spazio di migliaia di chilometri). Si tratta di un modello fluidodinamico completamente comprimibile e non idrostatico in cui vengono conservate le variabili scalari e sono applicati gli schemi di integrazione di Runge-Kutta.

Di seguito si riportano due confronti tra la potenza misurata e la potenza prevista dalla rete neurale sulla base delle previsioni meteo. Per ulteriori dettagli sulle previsioni si rimanda al report dell'annualità precedente.

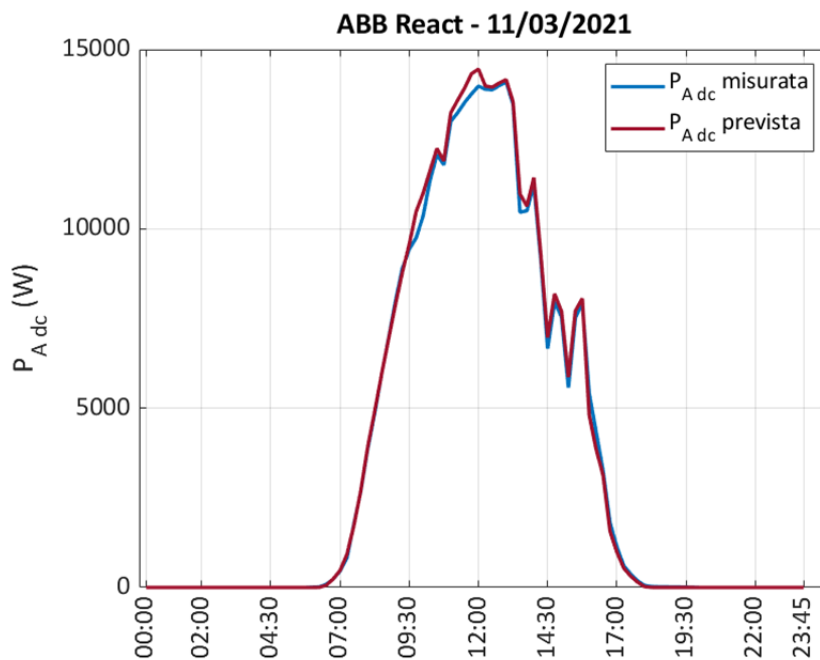


Figura 4. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete sulla base delle previsioni meteo del modello WRF-ARW: WMAPE=2.56%, RMSE=187.28 W.

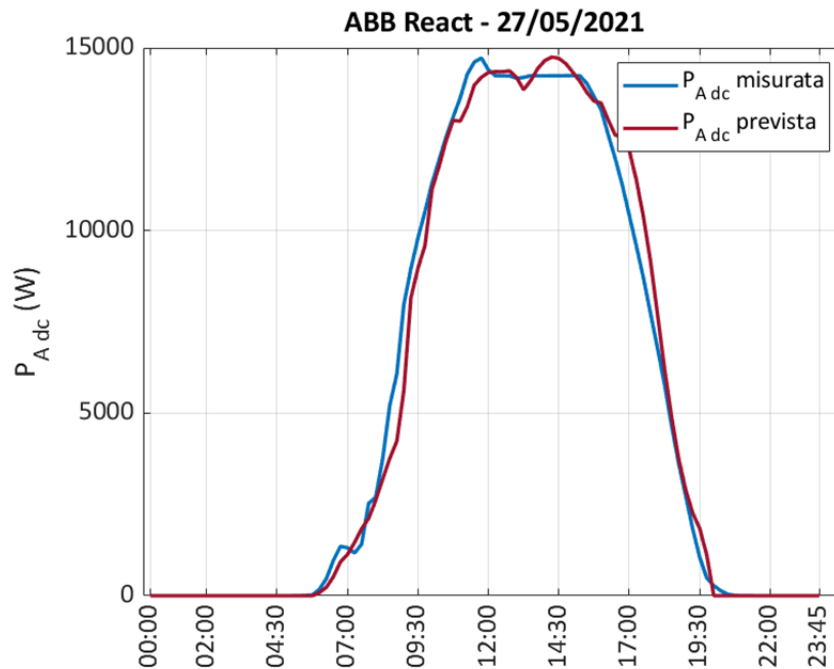


Figura 5. Confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete sulla base delle previsioni meteo del modello WRF-ARW: WMAPE=6.17%, RMSE=1555.6 W.

I due esempi riportati mostrano i risultati ottenuti dalla rete neurale per una giornata tipicamente soleggiata ed una giornata più variabile. Dalle immagini riportate si evincono le ottime capacità di generalizzazione della rete neurale. Infatti, l'errore percentuale risulta essere sempre al di sotto del 10% sia per giornate soleggiate che per giornate più variabili.

3.2 Previsioni carico

La rete neurale implementata in questo paragrafo ha come obiettivo la previsione a 24 ore delle curve di carico elettrico dell'edificio F40. Il consumo elettrico dell'edificio F40 può essere analizzato tenendo conto dei diversi carichi.

L'F40 è un edificio adibito ad uso ufficio e comprende anche dei laboratori. In particolare, il piano terra è quello meno frequentato e, dunque, avrà minori consumi elettrici mentre il primo ed il secondo sono i piani più attivi. Le misure sono relative ai carichi elettrici del primo piano e sono state acquisite per mezzo di sensori installati in vari punti dell'edificio e registrate nel medesimo file giornaliero nel quale troviamo i dati utilizzati per la previsione di potenza fotovoltaica.

Alcuni dei carichi in esame sono di tipo monofase, altri trifase, in particolare si hanno:

- Carichi monofase: potenza di cabina (linea 1), pompa di calore (linea 2) e luci di cabina (linea 3)
- Carichi trifase: luci di emergenza, fan-coil, forza motrice e luci degli uffici.

Così come nella previsione di potenza fotovoltaica, viene riportata la previsione del carico complessivo delle linee L123 che sarà poi utilizzata nelle gestioni d'impianto presentate di seguito.

È importante evidenziare che, tra i carichi considerati, alcuni mostrano una dipendenza dalle presenze delle persone altri, al contrario, possono considerarsi a valor medio costante nel corso della settimana.

Si riporta una tabella esplicativa che riassume le caratteristiche di ciascuno dei carichi: alcuni di essi sono fortemente dipendenti dalle presenze, mentre altri no, alcuni variano molto nel tempo, altri meno ed infine, per alcuni carichi sono stati considerati, nelle matrici di training e nelle previsioni, i valori medi anziché le curve vere e proprie; ciò è stato fatto per quei carichi il cui valor medio rientra entro poche

centinaia di Watt. Nella tabella a seguire la “x” indica che per quel determinato carico non è stato considerato il valor medio bensì la curva vera e propria.

Tabella 2. Descrizione dettagliata dei singoli carichi.

Tipo di carico	Variabilità carico	Dipendenza dalle persone	Valor medio (W)
Cabina	Bassa	Bassa	80
Luci	Media	Elevata	x
Fan Coil	Bassa	Bassa	Trascurabile
Forza Motrice	Bassa	Bassa	Trascurabile
Luci di emergenza	Media	Bassa	265,00
Pompa di calore	Elevata	Bassa	x
Luci di cabina	Bassa	Bassa	Trascurabile

Per la previsione dei profili di carico elettrico dell’edificio F40, si è optato per l’utilizzo di reti neurali di tipo dinamico; in particolare, si è utilizzata la più semplice rete a ritardo fissato: la FTDNN (Focused Time Delay Neural Network) che consiste in una classica FF cui è aggiunta una linea di ritardo fissato in ingresso, TDL (Tapped Delay Line). La rete mantiene in memoria le informazioni passate sotto forma di linee di ritardo fissate. Le reti dinamiche di tipo focalizzato appartengono ad una classe di reti in cui la caratteristica dinamica è presente solamente nello strato di input di una rete FF statica.

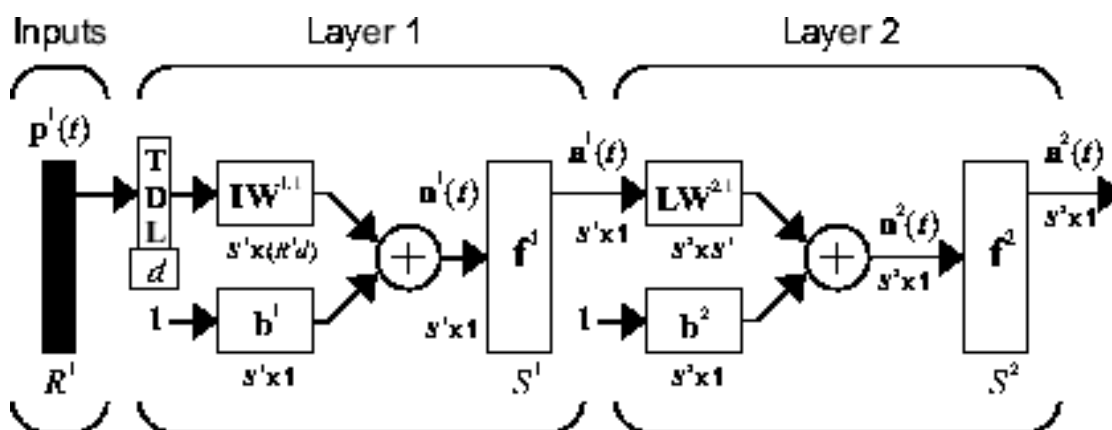


Figura 67. Architettura di una rete neurale di tipo FTD.

Così come per le previsioni della potenza fotovoltaica, si riportano i risultati ottenuti dalla rete neurale per la previsione della potenza complessiva richiesta dal carico. Per una descrizione più dettagliata del metodo implementato si rimanda al report dell’annualità precedente.

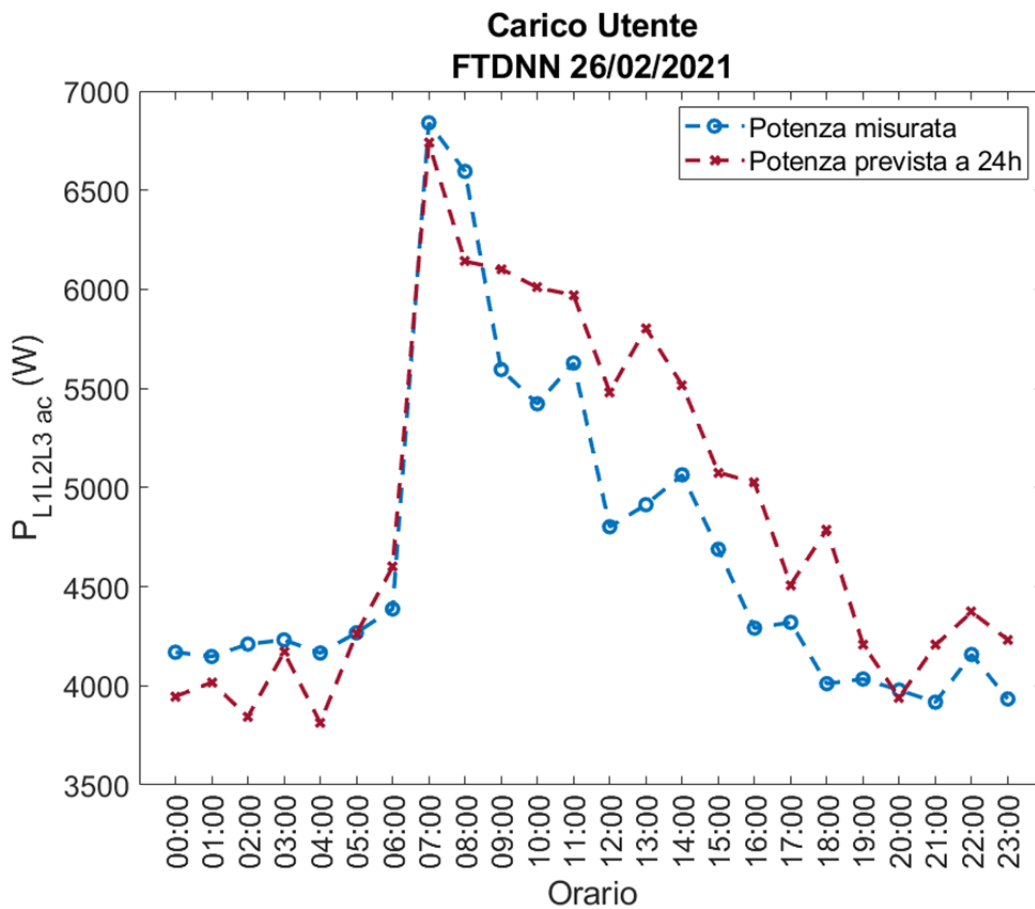


Figura 6. Confronto tra la potenza complessiva misurata sulla tre fasi e la potenza complessiva prevista dalla rete neurale (WMAPE=7.25% RMSE=425W).

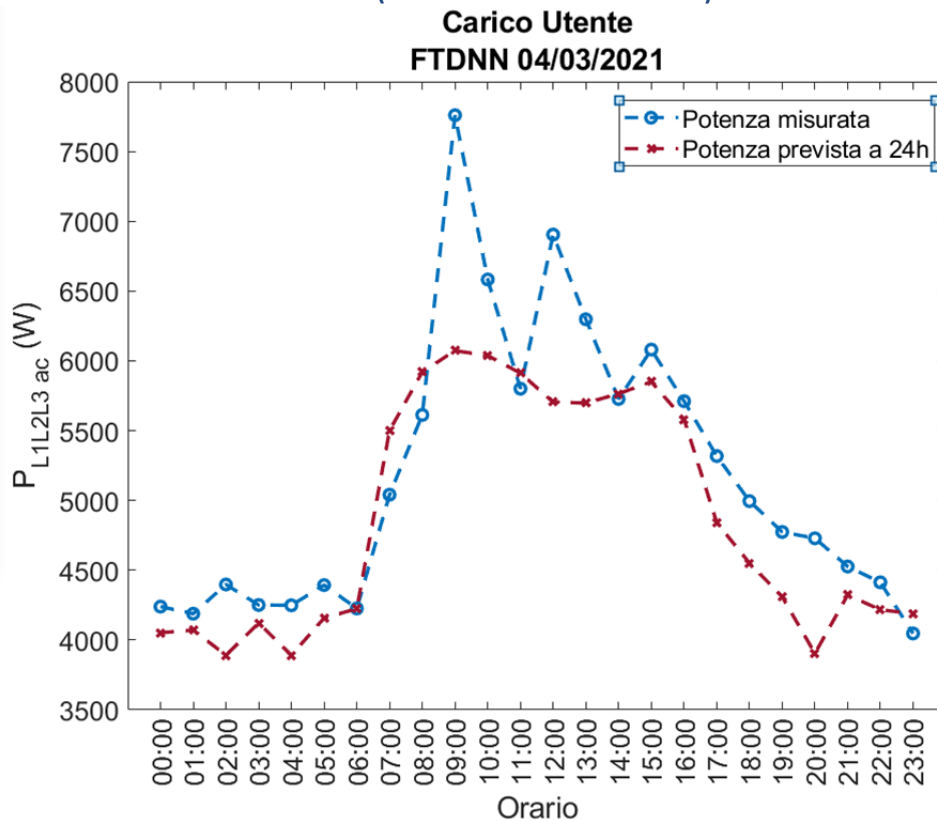


Figura 7. Confronto tra la potenza complessiva misurata sulla tre fasi e la potenza complessiva prevista dalla rete neurale (WMAPE=8.22% RMSE=550W).

Così come per le previsioni della potenza fotovoltaica, si possono osservare degli errori molto bassi, inferiori al 10%. La bontà delle previsioni costituisce un ottimo punto di partenza per lo sviluppo delle gestioni che verranno presentate nei paragrafi seguenti.

Per testare l'efficacia delle strategie sviluppate, un primo step è stato quello di sfruttare un simulatore realizzato dai ricercatori del Centro ENEA in ambiente Matlab. Nel capitolo 4 si evidenziano le principali funzionalità e le grandezze caratteristiche dell'impianto e quelle generali, non dipendenti dal nostro caso studio.

4 Simulatore Enea

Il simulatore ENEA consente di analizzare nel dettaglio il comportamento di impianti di utenti finali dotati di sistemi di accumulo e sistemi fotovoltaici connessi in rete. Il simulatore si compone di cinque sottosistemi:

- l'impianto fotovoltaico, il quale riceve il profilo delle 24 ore successive della potenza erogata dai PV sul lato DC, calcolata attraverso le reti neurali, la quale trasmessa a
- l'inverter fotovoltaico (3Phase_PV_INVERTER)
- il sistema di accumulo (3Phase_STORAGE)
- il carico di utente (3Phase_Dinamic_LOAD)
- la rete elettrica di distribuzione.

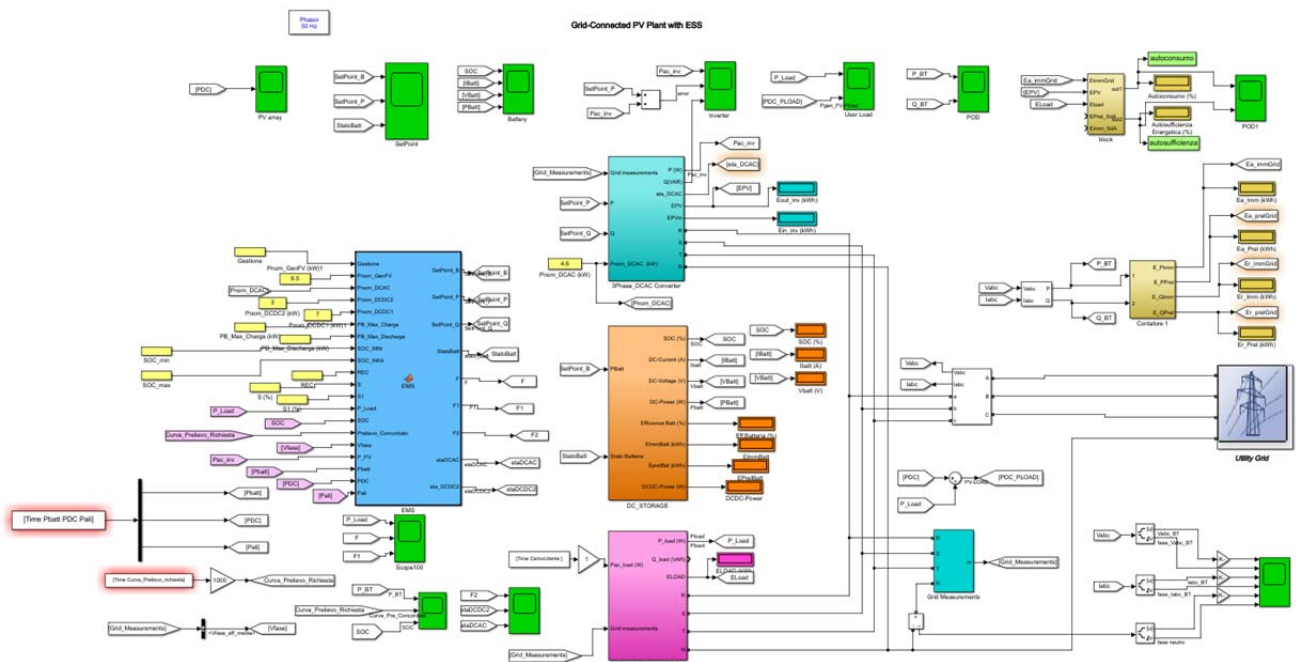


Figura 8. Simulatore d'impianto realizzato in ambiente Matlab Simulink.

Il simulatore è in grado di simulare il comportamento di impianti monofase e trifase e per facilità ne è stata realizzata una versione trifase, in grado di riprodurre anche il funzionamento monofase degli inverter utilizzati nel corso della sperimentazione (Sunny Boy 3000TL, ABB-REACT-UNO 4.6 TL).

Per la simulazione è necessaria la conoscenza di determinate grandezze che vengono fornite da un ulteriore algoritmo:

- Il profilo giornaliero della potenza erogata dal generatore sul lato DC, calcolata mediante le reti neurali.
- Il profilo giornaliero della potenza richiesta dal carico utente, anch'essa calcolata con le reti neurali.
- Un vettore *Time*, necessario per scandire il tempo della simulazione.
- Un vettore *Pbatt* necessario per la carica della batteria.
- Un vettore *Pali* necessario per alimentare il carico nella fase di deficit.

Non potendo effettuare i test sperimentali direttamente sull'impianto, si rendono necessari per la simulazione anche:

- Il profilo giornaliero di potenza reale generata dall'impianto fotovoltaico (*PDC*);
- Il profilo giornaliero di carico reale (*CaricoUtente*).

La simulazione prevede infatti un calcolo preliminare di *Pali* e *Pbatt*, i quali attraverso l'EMS definiscono la carica e la scarica della batteria nonché i flussi di potenza da/verso la rete. Tali andamenti saranno ovviamente i profili ottimali che si desidererebbe ottenere realmente. Per verificare che questi profili si manifestino effettivamente, si imposteranno in ingresso ai blocchi di simulazione del generatore fotovoltaico e del carico utente i profili giornalieri reali; in che modo da rendere confrontabile la carica ideale e la carica reale.

Ciascun componente del simulatore è stato realizzato sfruttando i modelli Simulink e adattando i parametri al nostro caso di studio.

Modelli Simulink utilizzati:

- *Inverter fotovoltaico*

Gli inverter fotovoltaici di tipo grid-connected vengono modellati come dei generatori di corrente controllati. Il valore della corrente impressa è proporzionale all'intensità della radiazione solare che incide sul piano dei moduli fotovoltaici. Il modello sviluppato tiene conto anche della curva di rendimento dei convertitori di potenza presenti nell'inverter (Sunny Boy 3000TL) e può essere utilizzato per modellare un inverter monofase e trifase.

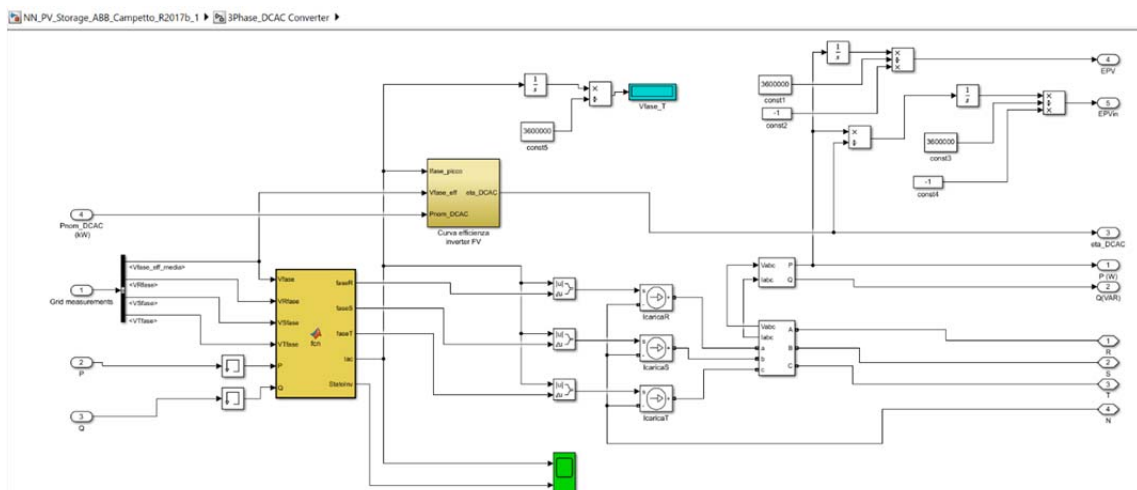


Figura 9. Schema a blocchi inverter fotovoltaico.

- Modello del sistema di accumulo

Un sistema di accumulo è un insieme di apparecchiature composto da batterie, sistemi di conversione mono o bidirezionali dell'energia (DC/DC Converter e/o DC/AC Converter), sistemi di controllo delle batterie (Battery Management System, BMS) e sistemi di gestione dei flussi energetici (Energy Management System, EMS). Anche il sistema di accumulo (3Phase_STORAGE) è stato modellato con dei generatori controllati di corrente in cui la corrente impressa dipende direttamente dai Set-point di potenza attiva (P) e reattiva (Q) stabiliti dal controllore dell'impianto (EMS). Tali Set-point dipendono a loro volta da una serie di fattori, tra cui la strategia di gestione dell'accumulo utilizzata (in particolare gestione standard per l'autoconsumo, Peak Shaving, Smart e ADR), lo stato di carica delle batterie (SOC), la potenza erogata dall'impianto fotovoltaico e la potenza assorbita dal carico di utente.

Le batterie sono state invece modellate con un generatore di tensione controllato e da una resistenza interna i cui valori dipendono in modo dinamico dallo stato delle batterie. Nel documento si riporta il modello della batteria Litio-ione in quanto è la tecnologia di maggiore interesse per le applicazioni residenziali.

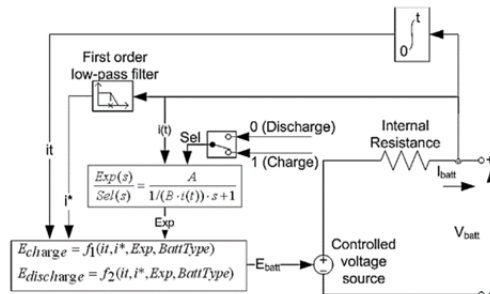


Figura 10. Modello batteria in Matlab Simulink.

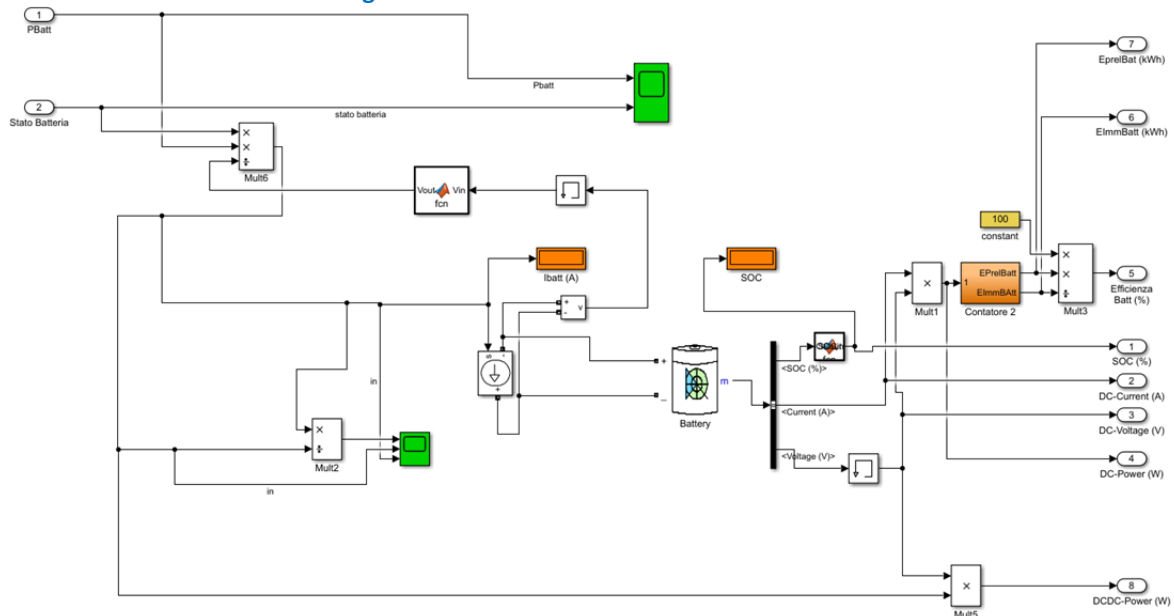


Figura 11. Modello completo del sistema di accumulo

- Modello carico utente

Il modello del carico di utente (3Phase_Dinamic_LOAD) è rappresentativo di utenze monofase o trifase. Si tratta di un modello flessibile in quanto i tre generatori di corrente controllati possono essere all'occasione comandati separatamente. Il profilo di carico (P_{ac_load}) viene definito in un file esterno specifico che viene letto dal simulatore e che può essere personalizzato a piacere.

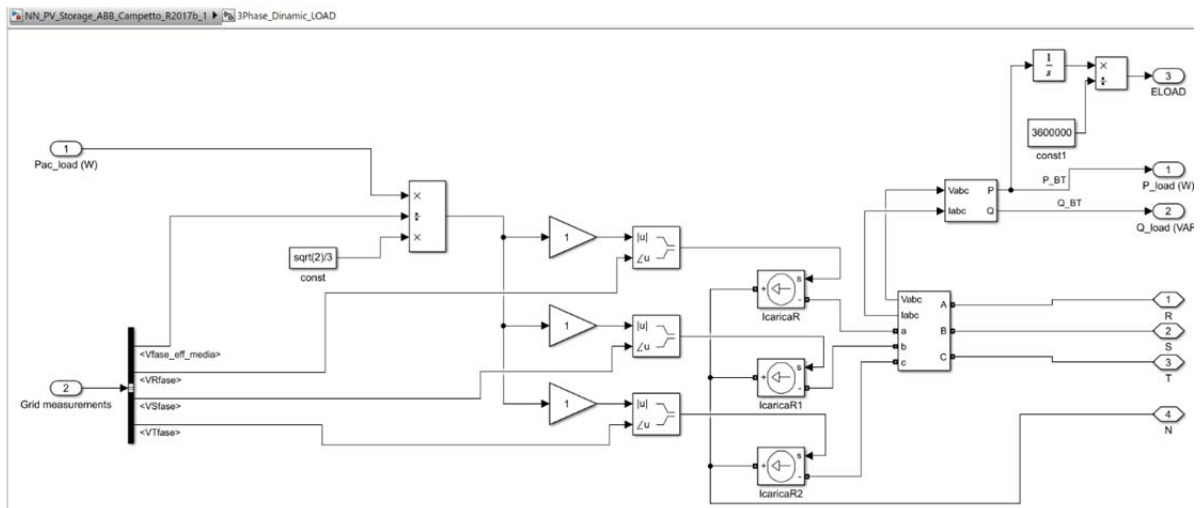


Figura 12. Modello carico utente in Simulink.

Con il simulatore qui descritto, è possibile confrontare l'efficienza della gestione Smart con le modalità standard per l'autoconsumo e il Peak Shaving: infatti il modello prevede un blocco EMS che implementa il gestore dell'energia del sistema (ovvero l'Energy Management System) attraverso uno script Matlab. All'interno dello script sono contenute le variabili utili ai fini della simulazione, inizializzate all'apertura del simulatore:

- Gestione 1: Autoconsumo
- Gestione 2: Peak Shaving
- Gestione 3: Prelievo Concordato
- Gestione 4: Autoconsumo MODIFICATO (Gestione Smart)
- Gestione 5: ADR

Le variabili, che identificano i valori nominali e di targa dei dispositivi presenti, sono:

- Pnom_GenFV: potenza nominale del generatore fotovoltaico (in kW)
- Pnom_DCAC: potenza nominale convertitore bidirezionale DC/AC (in kW)
- Pnom_DCDC1: potenza nominale convertitore DC/DC a cui è collegato il generatore FV (in kW)
- Pnom_DCDC2: potenza nominale convertitore DC/DC a cui è collegato il pacco batterie (in kW)
- PB_Max_Charge: massima potenza ammessa per la carica delle batterie (in W)
- PB_Max_Discharge: massima potenza ammessa per la scarica delle batterie (in W)
- SOC_MIN: stato di carica minimo delle batterie (in %)
- SOC_MAX: stato di carica massimo delle batterie (in %)

Tabella 3. Valori assegnati alle variabili per adattare il simulatore al caso di studio: impianto sull' Edificio F40.

Variabili	Valore assegnato
Pnom_GenFV	18.2 kW
Pnom_DCAC	13.6 kW
Pnom_DCAC1	18.2 kW
Pnom_DCAC2	9 kW
Pb_Max_Charge	6.6 kW
Pb_Max_Discharge	9 kW
SOC_min	SOC_min
SOC_max	SOC_max

Il SOC_MIN e il SOC_MAX vengono inizializzati nello script di generazione del *Pali* e del *Pbatt*: infatti la definizione delle due grandezze è strettamente dipendente dalla carica che può assumere il sistema di accumulo. Le altre variabili vengono inizializzate dal simulatore in base alle condizioni di utilizzo:

- P_Load: Potenza assorbita dai carichi d'utente (in W)
- SOC: stato di carica delle batterie (in %)
- Curva_Prelievo_richiesta: prelievo concordato con un Aggregatore (in kW)
- Vfase: tensione di fase (in V)
- P_GenFV: potenza erogata dal campo FV (in W)
- P_PV: potenza attiva erogata/assorbita dal convertitore bidirezionale DC/AC (in W)

5 Gestione SMART

In questo capitolo viene descritta la gestione SMART e vengono mostrate le relative simulazioni e poi verifiche in campo del metodo proposto.

Le previsioni a 24 ore ottenute tramite l'implementazione delle reti neurali hanno permesso di sviluppare una nuova strategia, denominata "Gestione SMART", che consente di ottimizzare la gestione dell'energia tra l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo.

L'obiettivo della gestione SMART è quello di limitare l'intensità dei cicli di carica e scarica della batteria, in modo da ottenere una durata media della batteria maggiore rispetto a quello ottenibile da una gestione standard dell'autoconsumo. La carica ottimale della batteria è resa possibile grazie alle previsioni eseguite il giorno prima per il giorno dopo: se si prevede un profilo elevato di potenza fotovoltaica e quindi un eccesso di potenza ampio rispetto al consumo del carico, si rallenta la carica delle batterie prediligendo l'immissione in rete; nel caso contrario, se la potenza in eccesso è minore si accelera la carica dell'accumulo per poi poter alimentare il carico.

La gestione Smart si basa quindi sulla definizione dei profili di potenza da immettere/prelevare in/dalla rete/batteria. I vantaggi ottenuti dalla gestione smart sono la riduzione dei picchi di potenza immessi in rete (migliorando la qualità dell'energia trasmessa), la limitazione dei cicli di carica e scarica della batteria (aumentando la vita media di essa) e l'agevolazione dell'autoconsumo per l'utente, garantendo un vantaggio economico.

Di seguito si riportano i passaggi della gestione SMART per la generazione dei profili di potenza: P_{batt} , indica la potenza da fornire alla batteria, e P_{ali} , la potenza erogata dalla batteria. Si definisce SOC (State of Charge) lo stato di carica della batteria, mentre la Fase di recovery, indica che il SOC della batteria assume un valore compreso tra il SOC minimo e il 30%. Lo stato di carica minimo viene fissata $SOC_{min}=5\%$, mentre quello massimo $SOC_{min}=95\%$.

La gestione dei flussi di potenza viene eseguita in base alle seguenti casistiche:

- 1) Se la potenza richiesta dal carico utente è maggiore rispetto a quella fornita dal generatore fotovoltaico, si valuta lo stato della batteria:
 - Fase di recovery e $SOC < SOC_{min}$. La batteria viene disattivata alimentando il carico utente attraverso la potenza fotovoltaica e quella prelevata dalla rete.
 - Fase di recovery e $SOC > SOC_{min}$. Il carico viene alimentato in parte con la batteria in parte con la rete
 - Terminata fase di recovery e $SOC < SOC_{min}$. La batteria è in stand-by e il carico viene alimentato dal fotovoltaico e dalla rete.
 - Terminata fase di recovery e $SOC > SOC_{min}$. La batteria entra in funzione e viene utilizzata per fornire al carico la potenza mancante.

- 2) Se la potenza richiesta dal carico utente è minore rispetto a quella fornita dal generatore fotovoltaico, si valuta lo stato di carica della batteria:
- $SOC = SOC_{max}$. La batteria non può immagazzinare ulteriore potenza e l'eccesso di potenza viene immesso in rete.
 - $SOC < SOC_{max}$. Una parte della potenza in eccesso viene usata per caricare la batteria e una parte viene immessa in rete.

Quando la batteria viene alimentata si sfrutta una potenza variabile, tale da determinare il raggiungimento del SOC_{max} nell'intervallo temporale durante il quale si verifica l'eccesso di potenza. Dunque, per evitare che la batteria si trovi nella condizione di massima carica per lungo tempo, si ricava il valore della potenza da fornire alla batteria, P_{batt} , a partire dalla capacità della batteria, C_{batt} , e dall'intervallo temporale di eccesso, $\Delta t_{eccesso}$.

Poiché il profilo di eccesso varia nel corso del tempo, è necessario definire un valore di potenza da fornire alla batteria differente per ciascun istante: per i periodi in cui l'eccesso è minimo la potenza P_{batt} è prossima allo zero, mentre essa risulta massima quando la potenza prodotta dal generatore è molto più grande della potenza richiesta dal carico. In questo modo si evita che la rete fornisca potenza alla batteria nei periodi in cui l'eccesso non è elevato.

Per garantire il raggiungimento del SOC_{max} al termine dell'eccesso di potenza, si calcola la potenza da fornire alla batteria in ciascun istante come la differenza tra la potenza generata dal fotovoltaico, P_{PV} , e quella richiesta dal carico utente, P_{Load} , scalata di un fattore di proporzionalità, γ . Quest'ultimo termine costante viene determinato in modo tale che l'integrale della differenza di potenza erogata e assorbita nell'intervallo di eccesso, scalato del termine γ , sia pari alla potenza necessaria alla batteria per raggiungere lo stato di carica massimo nell'intervallo predefinito.

$$\frac{C_{batt} \cdot 3600}{\Delta t_{eccesso}} = \frac{\int_{t_1}^{t_1 + \Delta t_{eccesso}} (P_{PV} - P_{Load}) dt}{\gamma}$$

Con la strategia smart si ottengono dei vantaggi rispetto alle due strategie note in letteratura:

- rispetto alla gestione standard dell'autoconsumo vengono limitati i cicli di carica e scarica della batteria, permettendone una durata maggiore e garantendo inoltre una qualità dell'energia immessa in rete migliore, poiché sono limitati i picchi di potenza trasmessi.
- rispetto alla gestione per Peak Shaving, conoscendo a priori il profilo di eccesso delle 24 ore successive, è possibile regolare la velocità di carica della batteria, consentendo quasi in ogni circostanza il raggiungimento dello stato di carica massimo.

Poiché la potenza necessaria per caricare la batteria fino allo stato massimo è inversamente proporzionale alla durata dell'eccesso di potenza, maggiore sarà tale intervallo e minore sarà la potenza da applicare alla batteria per il raggiungimento del SOC massimo, stressando al minimo la batteria; viceversa per profili in cui l'eccesso di potenza tra PV e carico è concentrato in brevi intervalli temporali è necessaria una potenza P_{batt} maggiore poiché deve garantire la carica della batteria in poco tempo.

Analogamente alla gestione della potenza da fornire in batteria per garantire la carica totale di essa al termine della fase di eccesso, si vuole gestire il flusso di potenza responsabile dell'alimentazione del carico utente nelle fasi di deficit, ovvero per i periodi temporali in cui la potenza richiesta dal carico è superiore rispetto a quella prodotta dal generatore fotovoltaico.

In questo caso è necessario fare una considerazione sul profilo di carico giornaliero. Se si tratta di un'utenza domestica, potrebbe essere necessario suddividere la capacità della batteria in modo tale da avere maggiore energia nelle ore serali, dove è maggiore la presenza di persone in casa, quindi anche i consumi energetici sono più elevati. Mentre nelle ore diurne, potrebbe esserci meno richiesta di energia. In una

situazione di questo tipo, la capacità complessiva della batteria sarà così suddivisa: 2/3 per il deficit della sera e 1/3 per il deficit della mattina.

Nel nostro caso è necessario gestire il fabbisogno energetico di un edificio commerciale, il carico è concentrato nelle ore diurne, pertanto, si è ritenuto opportuno dividere la capacità della batteria da utilizzare in base all'energia prevista per il "carico mattutino" (dalle 00:00 alle 12:00) e per il "carico serale" (da mezzogiorno fino alla mezzanotte). In particolar modo nella fase di deficit il carico utente viene in parte alimentato dal sistema di accumulo, in modo tale che metà della capacità complessiva della batteria vengano impiegate per il deficit della mattina e 1/2 per il deficit della sera. La restante potenza richiesta dal carico non ceduta dalla batteria viene fornita dalla rete. In questo modo si minimizza lo stress della batteria, la quale per alimentare il carico non eroga una potenza elevata in breve tempo, ma distribuisce tale potenza per un tempo maggiore con un'intensità minore.

Per realizzare tale gestione e calcolare il profilo della potenza, P_{ali} , da fornire al carico negli istanti in cui la potenza erogata dal generatore è inferiore alla potenza richiesta dal carico, è fondamentale calcolare la durata del deficit mattutino, $\Delta t_{deficitM}$, e serale, $\Delta t_{deficitS}$. Calcolata la durata dei due periodi di deficit, si determinano i fattori di scala σ_M e σ_S , con cui ricavare i valori istantanei della potenza di alimentazione.

Carico utente domestico:

$$\frac{2 C_{batt} \cdot 3600}{3 \Delta t_{deficitM}} = \frac{\int_{t_1}^{t_1+\Delta t_{deficitM}} (P_{PV} - P_{Load}) dt}{\sigma_M}$$

$$\frac{1 C_{batt} \cdot 3600}{3 \Delta t_{deficitS}} = \frac{\int_{t_1}^{t_1+\Delta t_{deficitS}} (P_{PV} - P_{Load}) dt}{\sigma_S}$$

Carico utente commerciale:

$$\frac{1 C_{batt} \cdot 3600}{2 \Delta t_{deficitM}} = \frac{\int_{t_1}^{t_1+\Delta t_{deficitM}} (P_{PV} - P_{Load}) dt}{\sigma_M}$$

$$\frac{1 C_{batt} \cdot 3600}{2 \Delta t_{deficitS}} = \frac{\int_{t_1}^{t_1+\Delta t_{deficitS}} (P_{PV} - P_{Load}) dt}{\sigma_S}$$

Valori istantanei nel deficit della mattina:

$$P_{ali}(t) = \frac{(P_{Load} - P_{PV}) \cdot \Delta t_M}{\sigma_M}$$

Valori istantanei nel deficit della sera:

$$P_{batt}(t) = \frac{(P_{Load} - P_{PV}) \cdot \Delta t_S}{\sigma_S}$$

5.1 Simulazione gestione SMART

Per testare quanto detto finora e valutare la gestione SMART proposta è necessario fare una verifica preliminare: le curve di potenza per la carica e la scarica della batteria e la curva di potenza fornita alla rete dovranno essere calcolate sulla base dei dati reali. In questo modo si può innanzitutto vedere in che situazioni ha senso mettere in atto la gestione Smart e in quali situazioni no, senza che vi siano presenti misure affette dall'errore delle previsioni sia sulla produzione FV che sull'andamento del carico giornaliero. Solo successivamente potremo analizzare il comportamento reale della Gestione Smart sulla base delle previsioni di produzione e carico. In questo modo è possibile valutare quanto gli errori sulle previsioni incidano sull'efficacia della gestione.

Analizziamo quali sono le potenzialità della Gestione Smart per diversi scenari. Con i dati a nostra disposizione (NAS per i dati di produzione e Database per i dati del carico) analizziamo le caratteristiche della gestione per le seguenti giornate:

- 06/07/2021 Giornata soleggiata
- 08/07/2021 Giornata parzialmente soleggiata
- 13/07/2021 Giornata variabile

Giornate soleggiate ("Irradianza a campana")

Per dimostrare i vantaggi della gestione SMART proposta, è stato simulato il comportamento dell'impianto durante una giornata completamente soleggiata, 06/07/2021. In questo caso, per dimostrare la bontà delle previsioni si riportano due analisi: la prima basata su dati reali raccolti a posteriori dall'impianto, la seconda basata sui profili di potenza ottenuti con le reti neurali il giorno precedente.

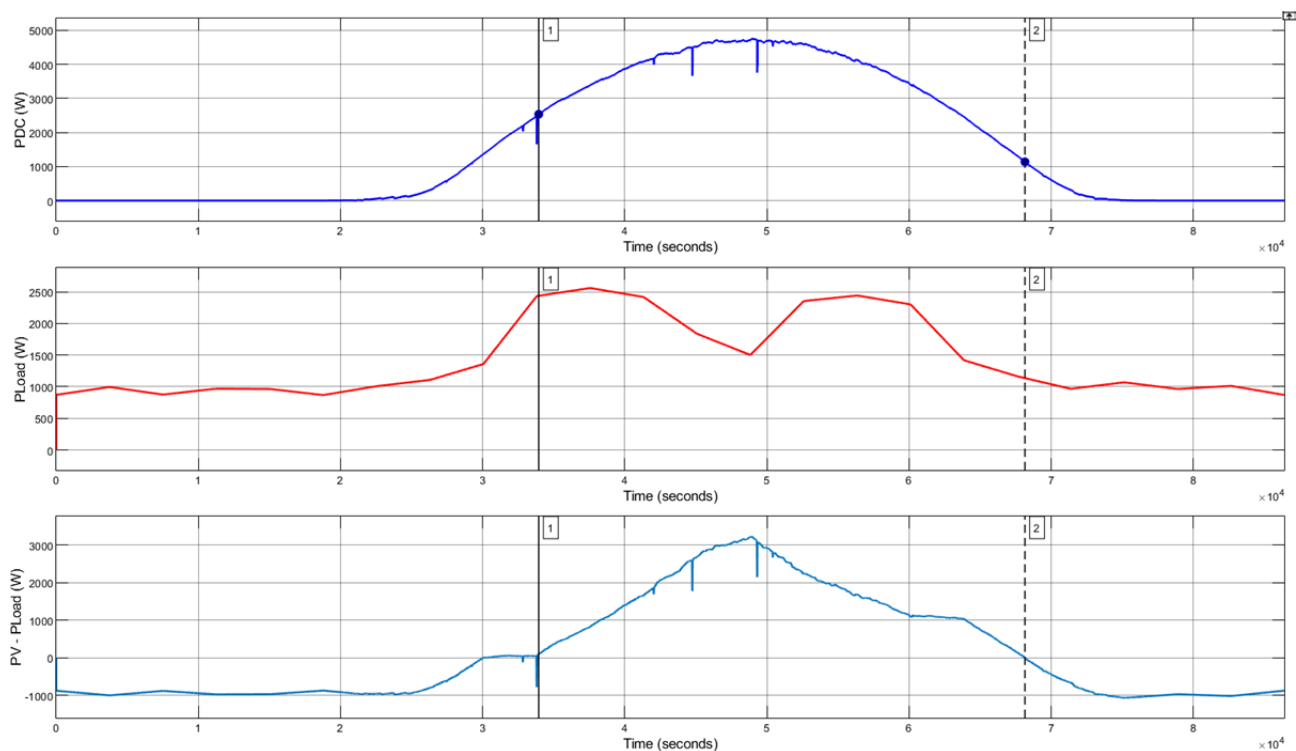


Figura 13. Dall' alto verso il basso: Potenza fotovoltaica generata, Potenza assorbita dal carico Linea 3, Curva di eccesso/deficit ottenuta dalla differenza tra le due curve.

Nella gestione Smart, in funzione del profilo di eccesso, si calcola l'intervallo temporale per cui la potenza fornita dal generatore fotovoltaico è maggiore rispetto a quella richiesta dal carico ($P_{PV} - P_{Load} > 0$), con cui

è possibile ricavare il profilo di potenza da fornire alla batteria per garantire la sua carica completa nell'intervallo temporale ricavato.

In funzione della potenza complessiva da fornire alla batteria, si determina il profilo di potenza che il sistema di accumulo riceve in ciascun istante della giornata.

Se la potenza richiesta in ciascun istante dalla batteria è inferiore rispetto alla potenza generata dall'eccesso, questa viene fornita in ingresso al simulatore per procedere con la simulazione, nella quale vengono campionate per ciascun secondo della giornata le grandezze fondamentali dell'impianto.

La figura 13 mostra le grandezze relative al singolo React, il React 3: profilo di potenza fotovoltaica generata perfettamente a campana, trattandosi di una giornata soleggiata, la curva di carico e la curva di eccesso/deficit ottenuta dalla differenza delle due curve. Le due linee verticali evidenziano la fase di eccesso che ha una durata di circa, $\Delta_{eccesso_misurato}=34206s$. In funzione della durata della fase di eccesso, viene determinata la potenza complessiva P_{batt} da fornire alla batteria per garantire il raggiungimento del SOC massimo al termine della fase di eccesso.

La figura 14 mostra gli andamenti dello stato di carica della batteria (SOC) e della potenza immessa in essa.

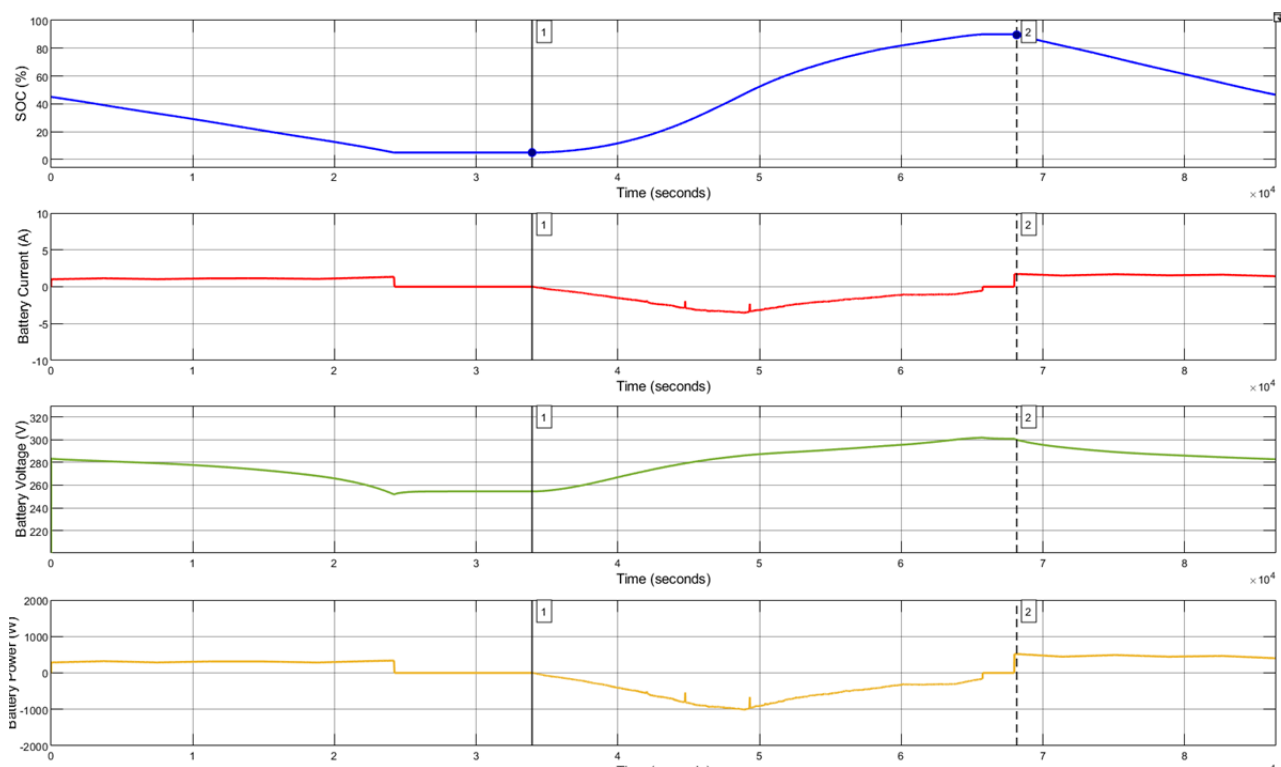


Figura 14. Grandezze del sistema di accumulo nella gestione SMART: Stato di carica (SOC), corrente, tensione e potenza.

Dalla simulazione si nota che in un primo momento della giornata il carico viene alimentato dalla rete poiché la potenza fornita dal generatore fotovoltaico non è sufficiente. Successivamente, nell'intervallo temporale per cui la potenza erogata dal generatore fotovoltaico eccede quella richiesta dal carico, la batteria viene alimentata con una parte di potenza dell'eccesso (P_{batt}), calcolata precedentemente, fino al raggiungimento dello stato di carica massimo ($SOC_{max}=90\%$), mentre la restante potenza in eccesso viene immessa in rete. Terminata la fase di eccesso, si entra in quella di deficit e pertanto la batteria fornisce la potenza mancante, diminuendo la carica. Dall'andamento dello stato di carica si può osservare che la batteria durante la giornata è sottoposta ad un solo ciclo di carica e scarica e che l'intervallo di tempo in cui

si raggiunge la saturazione del SOC_{max} è veramente ridotto, rispetto a quello che si può osservare per la gestione dell'autoconsumo.

Nella simulazione che viene mostrata di seguito, vengono utilizzati gli stessi dati, impostando nel blocco dell'EMS la gestione dell'autoconsumo.

Differentemente, nella gestione standard dell'autoconsumo, la potenza in eccesso fornita dal generatore fotovoltaico viene interamente trasmessa alla batteria fin tanto che questa non raggiunge il SOC massimo. A quel punto la potenza in eccesso non può più essere assorbita dalla batteria, in quanto completamente carica, ma viene immessa completamente in Rete.

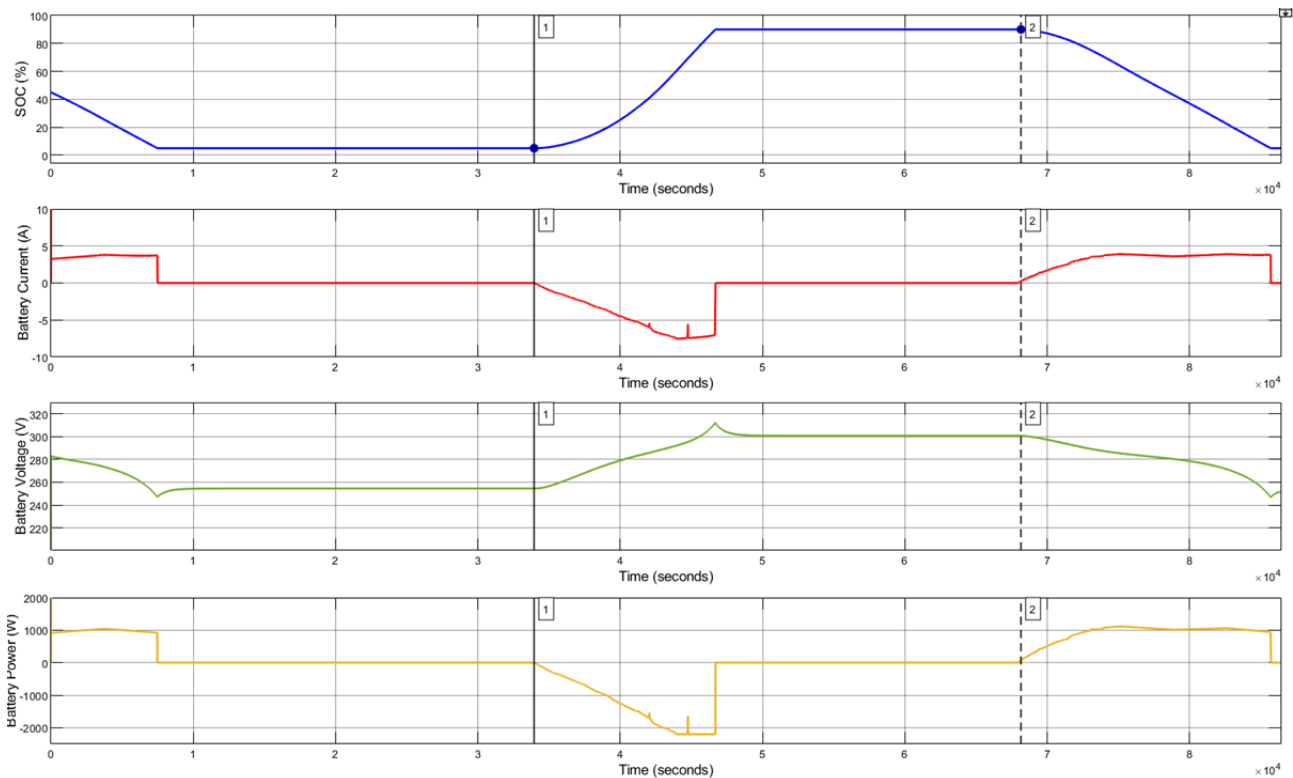


Figura 15. Grandezze del sistema di accumulo nella gestione standard dell'Autoconsumo: Stato di carica (SOC), corrente, tensione e potenza.

Dalla simulazione, figura 15, è possibile osservare che nella fase di carica, la batteria viene sottoposta a potenze maggiori rispetto al caso precedente. Inoltre, a causa del raggiungimento dello stato di carica del 90%, si ha una improvvisa immissione in Rete di potenza; differentemente ciò non si verifica nella gestione Smart, poiché la potenza in eccesso viene immessa sia in Rete che in batteria.

Utilizzando le previsioni sia della potenza fotovoltaica che quelle del carico utente si riesce ad ottenere un risultato analogo, nonostante gli errori ottenuti con le previsioni.

Nella tabella viene riportata la percentuale di errore ottenuta dalle previsioni.

Tabella 4. Errori percentuali ottenuti nelle previsioni

	WMAPE
Previsioni meteo	4.65%
Previsioni PV	5.24%
Previsioni Carico	14.67%

Le figure riportate di seguito mostrano le stesse grandezze analizzate nel caso di dati reali.

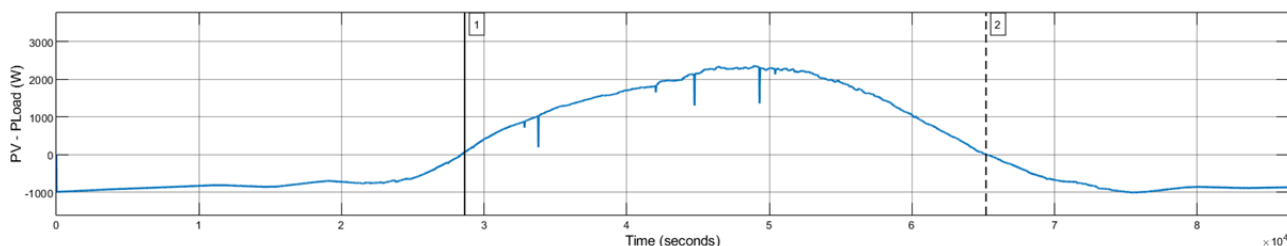


Figura 16. Curva di eccesso/deficit prevista e ottenuta dalla differenza tra le due curve.

Nella simulazione con le previsioni si può osservare che si prevede un $\Delta_{eccesso_previsto} \neq \Delta_{eccesso_misurato}$. $\Delta_{eccesso_previsto} = 36556$ s, mentre il $\Delta_{eccesso_misurato} = 34206$ s. La differenza è dovuta all'errore che si ha nelle previsioni. Nella figura riportata di seguito, si può osservare che i 40 minuti di differenza fanno sì che la batteria rimanga per qualche minuto in più nello stato di carica massima, ma non per un intervallo di tempo lungo quanto quello che si avrebbe se si utilizzasse la gestione standard dell'autoconsumo.

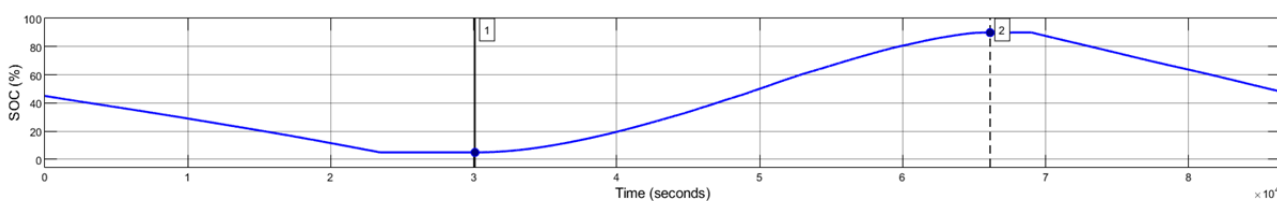


Figura 17. Grandezze del sistema di accumulo nella gestione SMART: Stato di carica (SOC). Andamento ottenuto con le previsioni a 24h.

Questo dimostra che se la percentuale di errore commessa dalle previsioni è molto bassa, si riesce a prevedere un profilo giornaliero di Pali e P_{batt} tale da consentire una ricarica ottimale della batteria.

Giornata parzialmente soleggiata

Analizziamo ora una giornata parzialmente soleggiata, nella quale si verifica una fase di deficit anche nelle ore giornaliere in cui il fabbisogno energetico è maggiore.

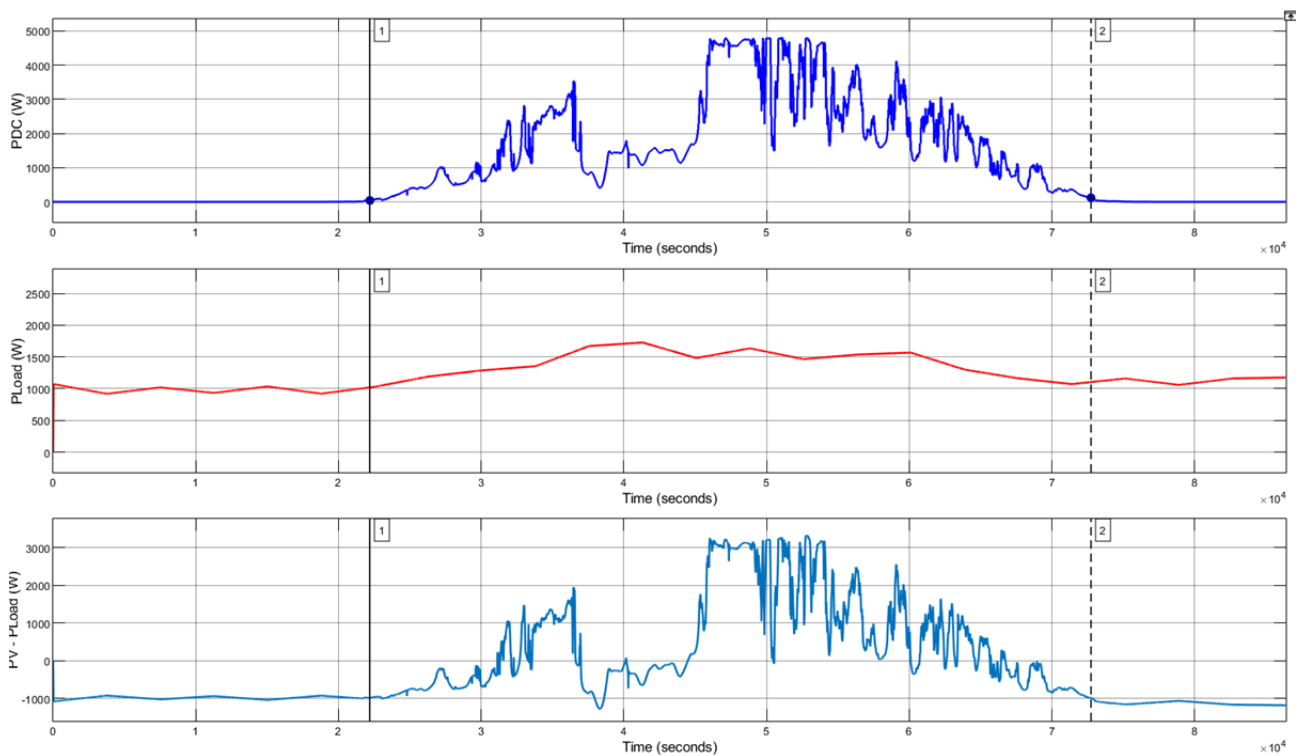


Figura 18. Dall'alto verso il basso: Potenza fotovoltaica generata, Potenza assorbita dal carico Linea 3, Curva di eccesso/deficit ottenuta dalla differenza tra le due curve.

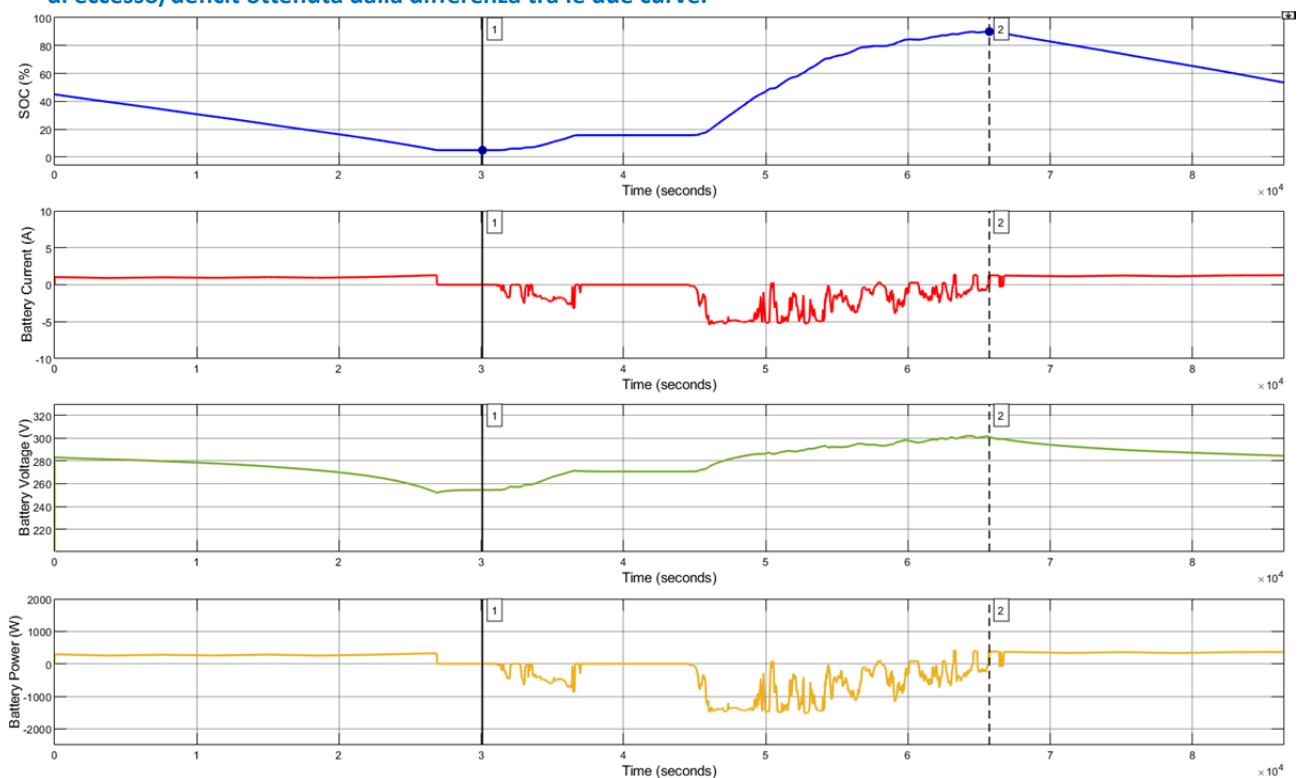


Figura 19. Grandezze del sistema di accumulo nella gestione SMART: Stato di carica (SOC), corrente, tensione e potenza.

Dalla figura 19, si può osservare come ci sia un'interruzione nella ricarica del sistema di accumulo durante la fase di deficit nella mattina. Nonostante ciò, la corretta gestione della capacità della batteria ha permesso di raggiungere a fine giornata il SOC_{max} , senza sottoporre la batteria a valori di potenza eccessivi.

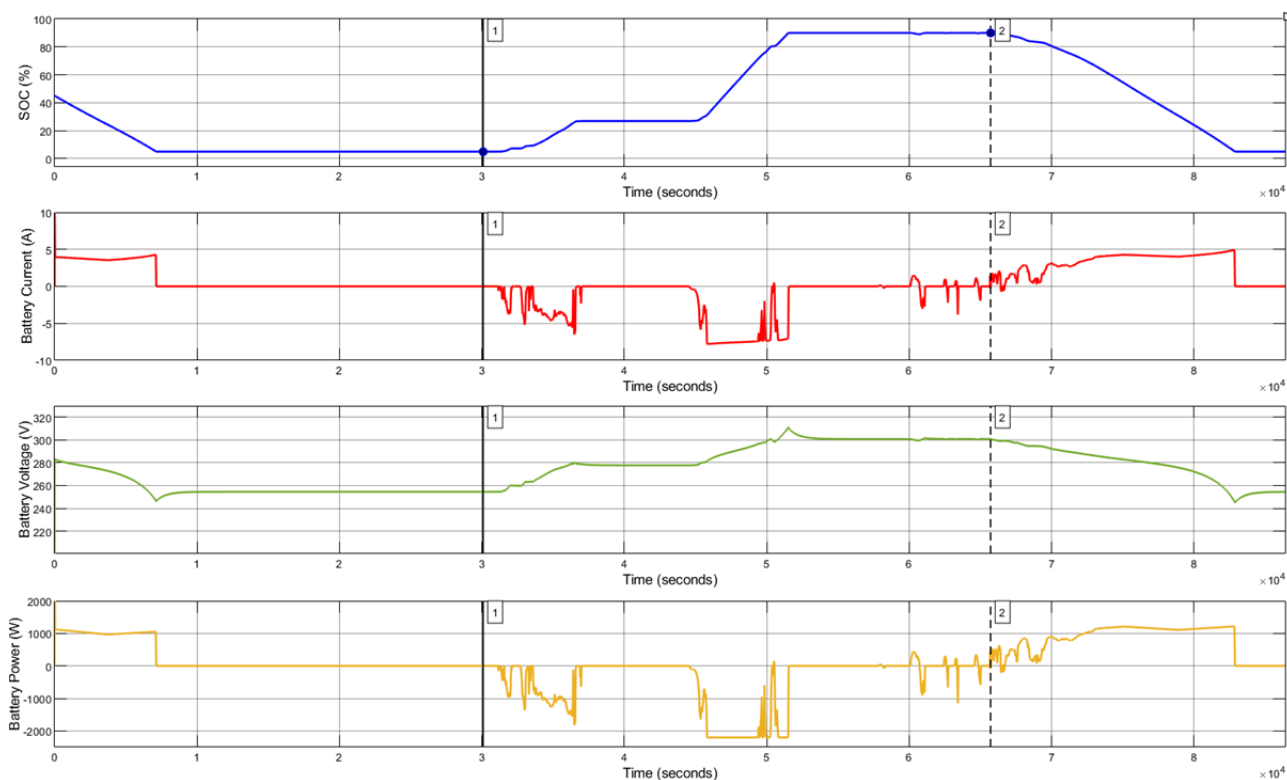


Figura 20. Grandezze del sistema di accumulo nella gestione standard dell'Autoconsumo: Stato di carica (SOC), corrente, tensione e potenza.

Quanto accade nella gestione SMART non accade per l'autoconsumo, dove si può osservare, che non appena termina la fase di deficit mattutina, la potenza in eccesso viene immessa tutta nella batteria fino alla sua carica completa.

Inoltre, si può osservare come l'immediata carica e scarica della batteria, provochi dei lunghi intervalli di tempo dove la batteria non può essere utilizzata, in quanto si trova completamente scarica/carica, nelle fasi di deficit/eccesso.

Giornata variabile

Come ultima analisi prima di effettuare le verifiche in campo, è stato studiato il comportamento della gestione SMART in caso di una giornata variabile e molto nuvolosa, 13/07/2021, durante la quale si verificano diverse fasi di eccesso aventi una durata molto breve, come mostra la figura 21.

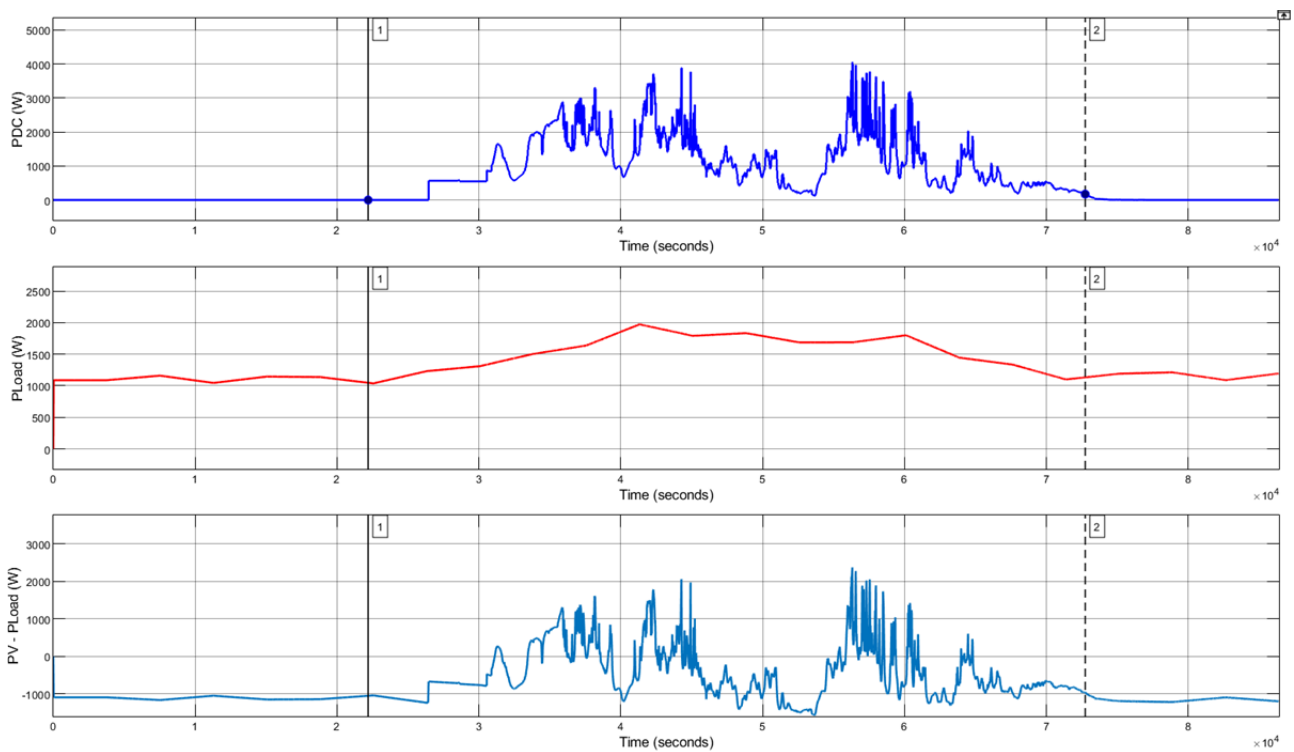


Figura 21. Dall'alto verso il basso: Potenza fotovoltaica generata, Potenza assorbita dal carico Linea 3, Curva di eccesso/deficit ottenuta dalla differenza tra le due curve.

In questo caso si può osservare che la gestione SMART presenta dei limiti. La figura 22 mostra che la batteria non raggiunge la carica completa a fine giornata, infatti, il SOC raggiunto è pari al 36%. Questo fa sì che nelle ore notturne non si abbia un'energia accumulata sufficiente per gestire il carico serale, già a mezzanotte la batteria è nuovamente scarica.

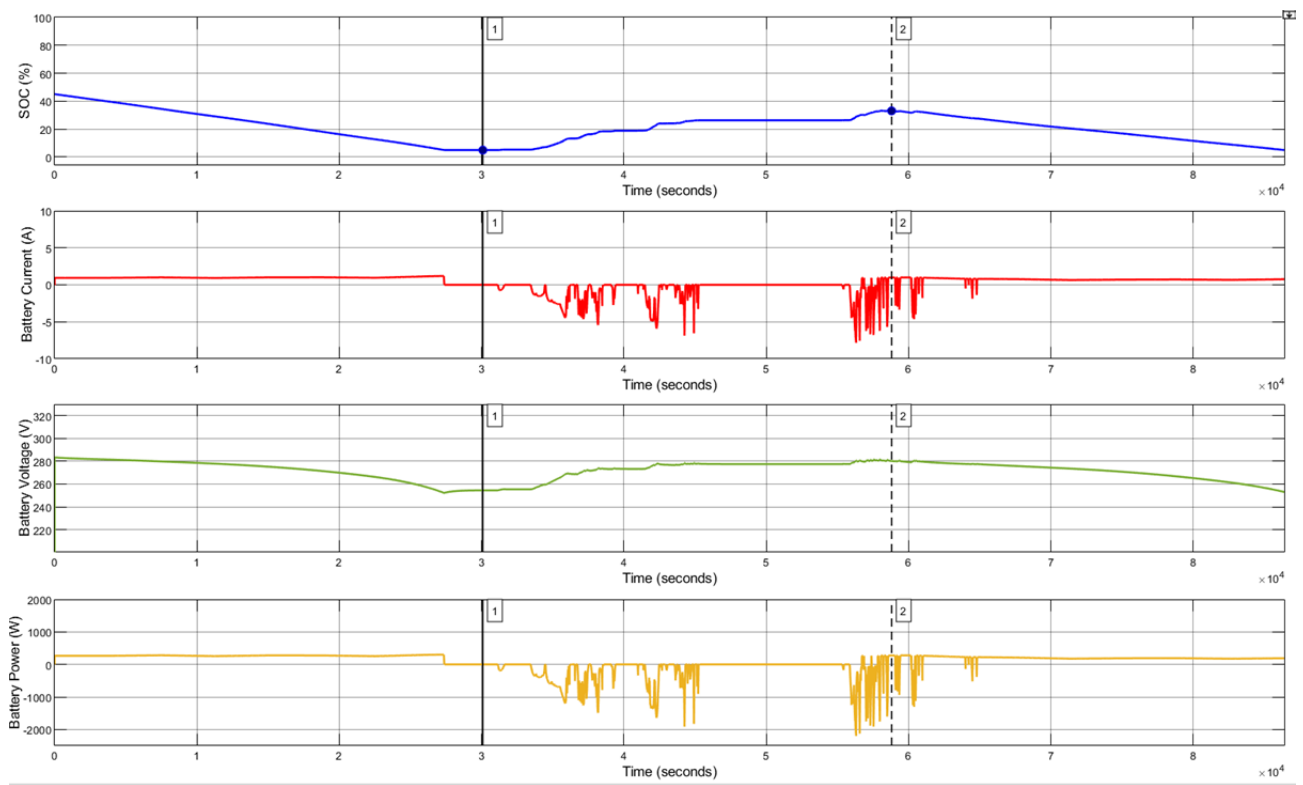


Figura 22. Grandezze del sistema di accumulo nella gestione SMART: Stato di carica (SOC), corrente, tensione e potenza.

Anche la gestione dell'autoconsumo presenta dei limiti in una giornata di questo tipo, come mostra la figura 23.

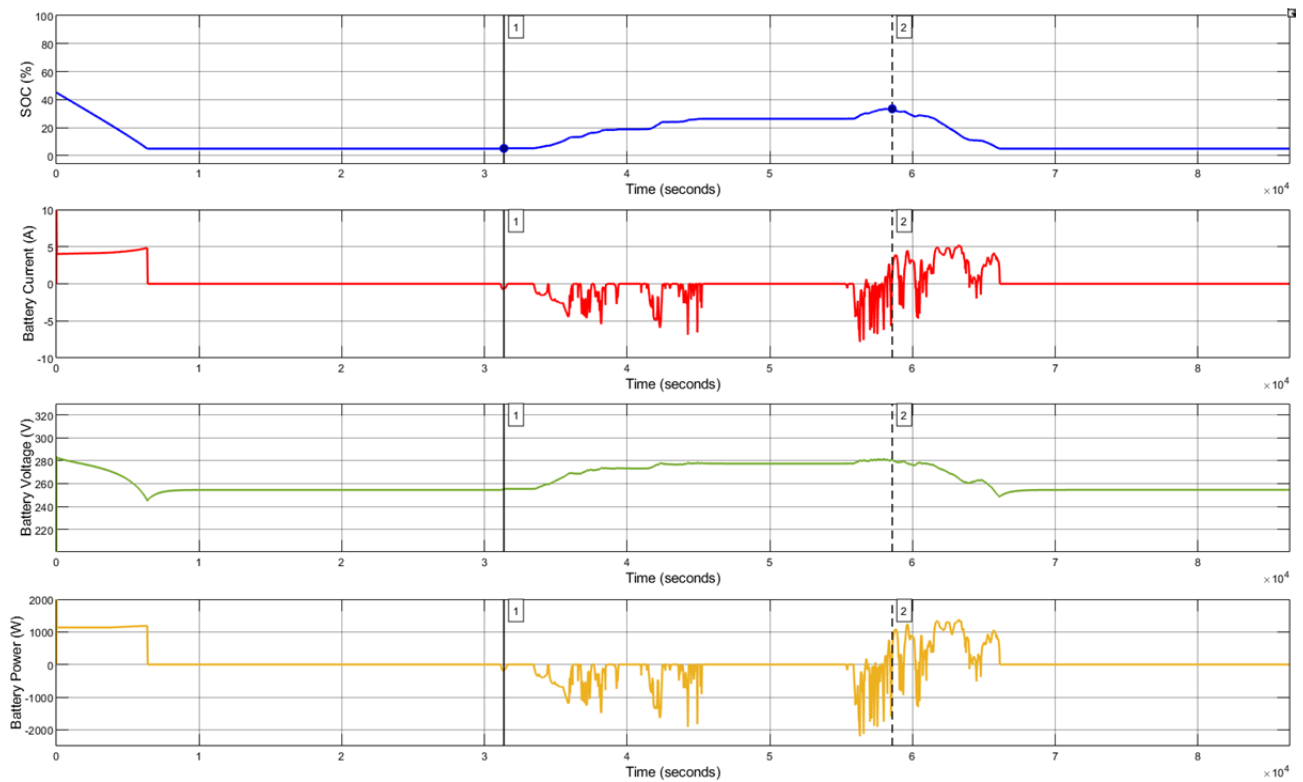


Figura 23. Grandezze del sistema di accumulo nella gestione standard dell'Autoconsumo: Stato di carica (SOC), corrente, tensione e potenza.

Per giornate nuvolose o variabili sarà necessario implementare una gestione diversa. Per questo motivo nella fase di test si riportano due esempi di giornate una soleggiata e una parzialmente soleggiata.

5.2 Test gestione SMART

Per quanto riguarda la gestione SMART abbiamo preso in considerazione due giornate, una perfettamente soleggiata e una non perfettamente soleggiata.

5.2.1 Giornata soleggiata con previsioni esatte

Si riportano i dati relativi ad una giornata soleggiata, dove l'errore nelle previsioni è molto basso (inferiore al 10%) e si è raggiunta una carica ottimale delle batterie.

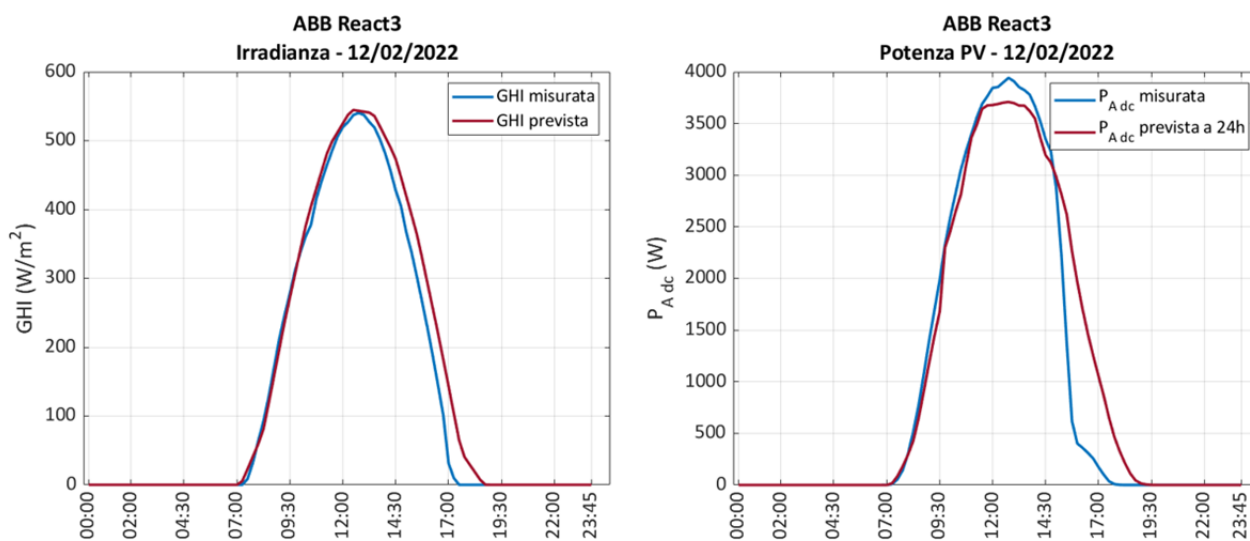


Figura 24. A sinistra, un confronto tra irradianza misurata e prevista con il modello WRF-ARW: WMAPE=9.14%, RMSE=27.53 W/m²; a destra, un confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=8.92%, RMSE=382.23W.

Nella tabella vengono mostrati gli errori commessi nelle previsioni di irradianza, potenza PV e potenza del carico utente.

Tabella 5. Errori ottenuti dalle previsioni di irradianza (modello WRF-AWR), potenza fotovoltaica (Rete neurale DFF) e potenza richiesta dal carico utente (Rete neurale TD).

	12/02/2022	
	RMSE	WMAPE (%)
Previsioni Irradianza	27.53 W/m ²	9.14
Previsioni Potenza PV	382.23 W	8.92
Previsioni Potenza Carico	206.69 W	13.61

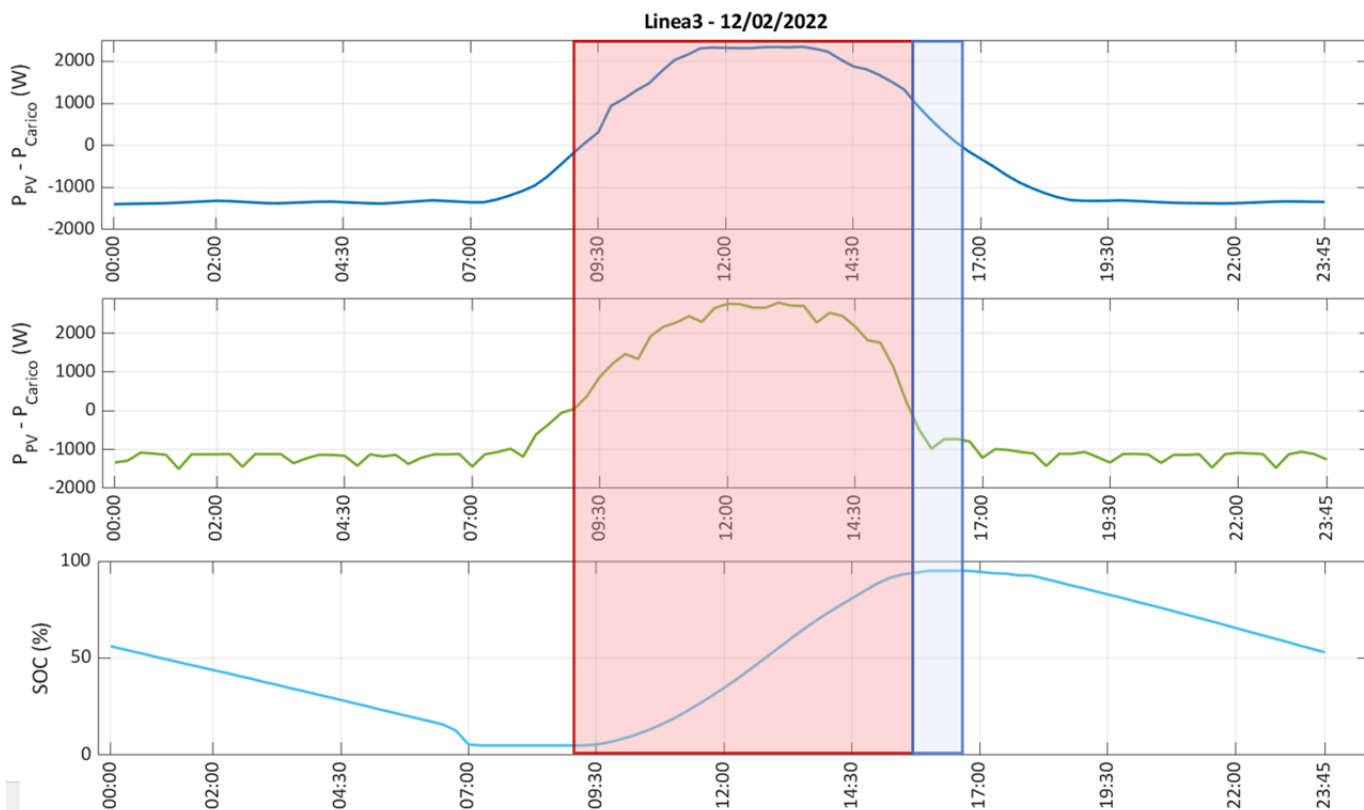


Figura 25. La figura in alto mostra l’andamento della differenza tra la curva di potenza PV e la curva di carico previste. La figura al centro mostra la differenza tra le potenze misurate. La figura in basso mostra l’andamento dello stato di carica misurato il 12/02/2022. Il rettangolo blu evidenzia la fase di eccesso prevista, mentre quello rosso evidenzia la fase di eccesso misurata.

In questo caso si può osservare gli errori nelle previsioni non hanno compromesso la carica ottimale della batteria. La fase di eccesso prevista ha una durata maggiore rispetto alla fase di eccesso misurata, ciò è dovuto all’errore nella previsione della potenza fotovoltaica. La figura 24 mostra che la campana di irradianza prevista ha una durata maggiore (circa un’ora), rispetto a quella misurata nell’impianto. Ciò ha provocato un errore nella previsione di potenza fotovoltaica svolta dalla rete e dunque un errore nel calcolo della fase di eccesso (una durata maggiore di circa 20 minuti). Nonostante gli errori, si può osservare la batteria raggiunga uno stato di carica massimo solo a fine giornata. Ciò significa che non è stata sottoposta a picchi o variazioni di potenza.

Di seguito si riporta un caso dove l’errore nelle previsioni è stato molto elevato, tale da compromettere il raggiungimento del SOC massimo a fine giornata.

5.2.2 Giornata soleggiata con previsioni errate

Si riportano i dati relativi ad una giornata soleggiata, dove l’errore nelle previsioni non ha permesso di ottenere una carica ottimale delle batterie. La figura 26 mostra un errore nella previsione dell’irradianza, anche per questa giornata si verifica un errore a fine giornata. Inoltre, la rete neurale prevede un profilo di potenza che non tiene conto dell’ombreggiamento che si ha ad inizio giornata e che viene sottostimato verso mezzogiorno, quando si ha il picco massimo di potenza.

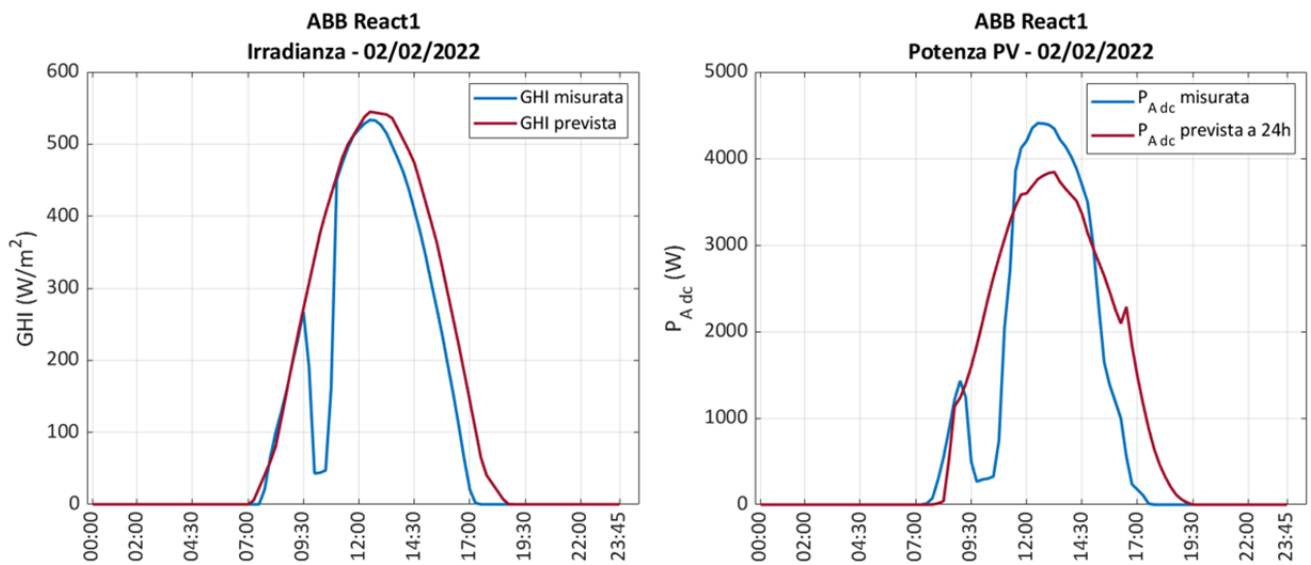


Figura 26. A sinistra, un confronto tra irradianza misurata e prevista con il modello WRF-ARW: WMAPE=26.70%, RMSE=75.14 W/m²; a destra, un confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=21.14%, RMSE=655.87W.

Nella tabella vengono mostrati gli errori commessi nelle previsioni di irradianza, potenza PV e potenza del carico utente.

Tabella 6. Errori ottenuti dalle previsioni di irradianza (modello WRF-AWR), potenza fotovoltaica (Rete neurale DFF) e potenza richiesta dal carico utente (Rete neurale TD).

	02/02/2022	
	RMSE	WMAPE (%)
Previsioni Irradianza	75.14 W/m ²	26.70
Previsioni Potenza PV	655.87 W	21.14
Previsioni Potenza Carico	706.34 W	24.48

Tutti gli errori calcolati sono al di sopra del 20%. Questo provoca un sovrastima della durata della fase di eccesso, come mostra la figura 27.

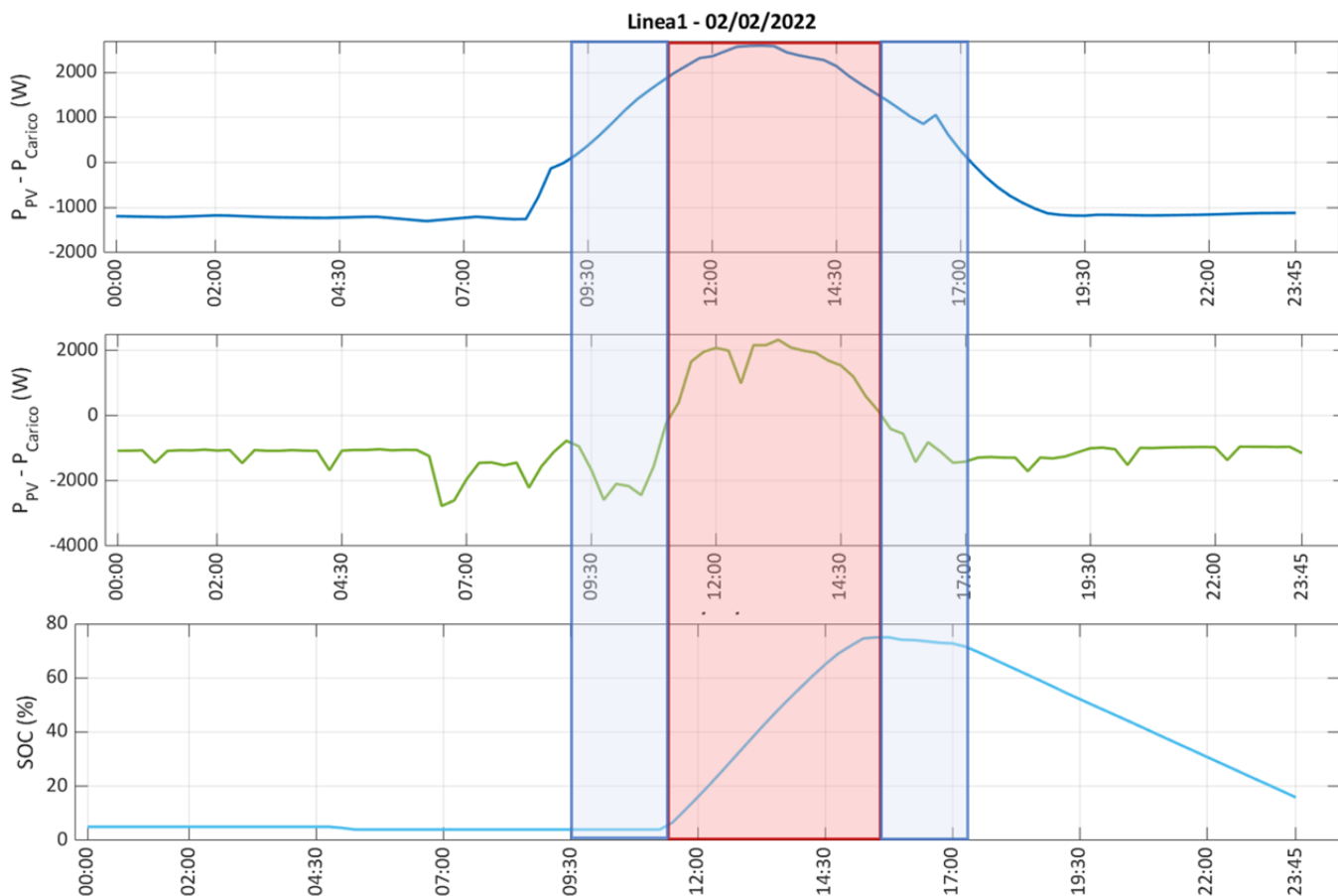


Figura 27. La figura in alto mostra l’andamento della differenza tra la curva di potenza PV e la curva di carico previste. La figura al centro mostra la differenza tra le potenze misurate. La figura in basso mostra l’andamento dello stato di carica misurato il 02/02/2022. Il rettangolo blu evidenzia la fase di eccesso prevista, mentre quello rosso evidenzia la fase di eccesso misurata.

L’errore nelle previsioni ha compromesso la carica ottimale del sistema di accumulo. Secondo i profili previsti la fase eccesso doveva avere una durata di 29700 s, nella realtà la fase di eccesso ha avuto una durata di 15300 s circa la metà di quella prevista. Questo spiega perché alla fine della giornata la batteria non ha raggiunto il SOC massimo.

5.2.3 Giornata parzialmente soleggiata con previsioni esatte

Le figure riportate di seguito mostrano l’andamento delle previsioni ottenute con le reti neurali a partire dalle previsioni meteo. Si può osservare come il profilo di potenza previsto dalla rete segua perfettamente il profilo di irradianza. L’errore delle previsioni risulta essere uguale all’errore ottenuto sulle previsioni d’irradianza. Questo significa che se fosse stato fornito il profilo di irradianza reale la rete neurale avrebbe fornito un profilo di potenza quasi identico a quello misurato con errore nullo.

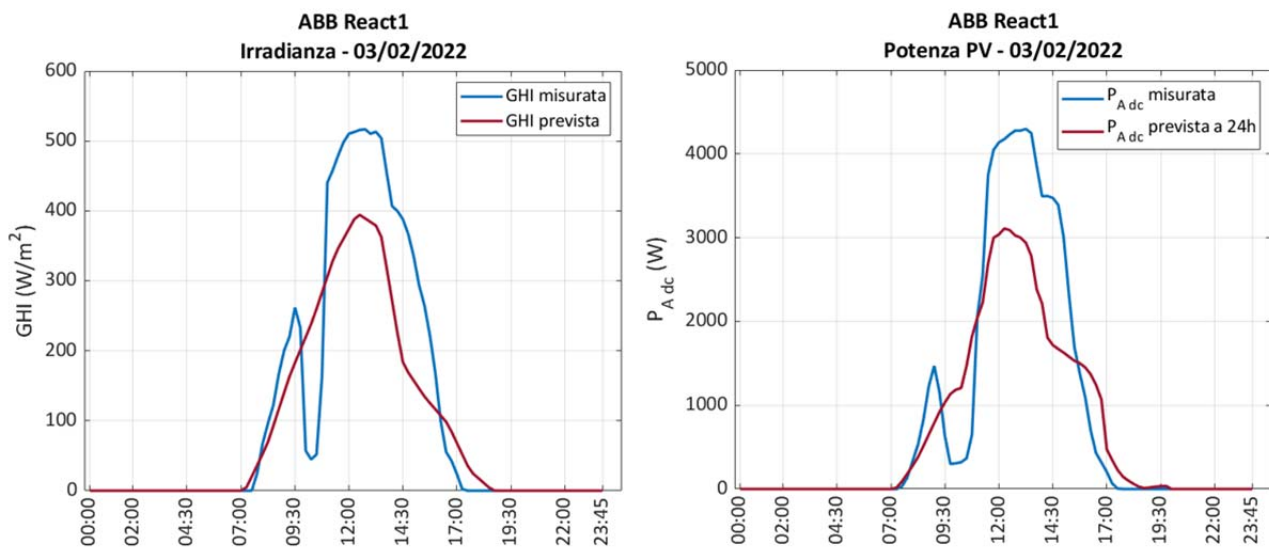


Figura 28. A sinistra, un confronto tra irradianza misurata e prevista con il modello WRF-ARW: WMAPE=17.2%, RMSE=77.22 W/m²; a destra, un confronto tra potenza misurata e prevista dalla rete: WMAPE=17.38%, RMSE=615.37W.

Nella tabella vengono mostrati gli errori commessi nelle previsioni di irradianza, potenza PV e potenza del carico utente.

Tabella 7. Errori ottenuti dalle previsioni di irradianza (modello WRF-AWR), potenza fotovoltaica (Rete neurale DFF) e potenza richiesta dal carico utente (Rete neurale TD).

	03/02/2022	
	RMSE	WMAPE (%)
Previsioni Irradianza	77.22 W/m ²	17.28
Previsioni Potenza PV	615.37 W	17.6
Previsioni Potenza Carico	1000.87 W	5.42

Rispetto al caso precedente, gli errori sono più bassi, inferiori al 20%. Con i profili di potenza previsti dalle reti neurali nel giorno precedente sono stati ricavati i profili P_{ali} e P_{batt} . La figura 29 mostra come nella fase di eccesso si riesca a raggiungere una carica della batteria ottimale, nonostante la piccola percentuale di errore che si ha nelle previsioni. Nella figura viene riportata solo la differenza tra la curva di potenza PV e la curva di carico, in quanto la durata della fase di eccesso prevista e quella misurata coincidono.

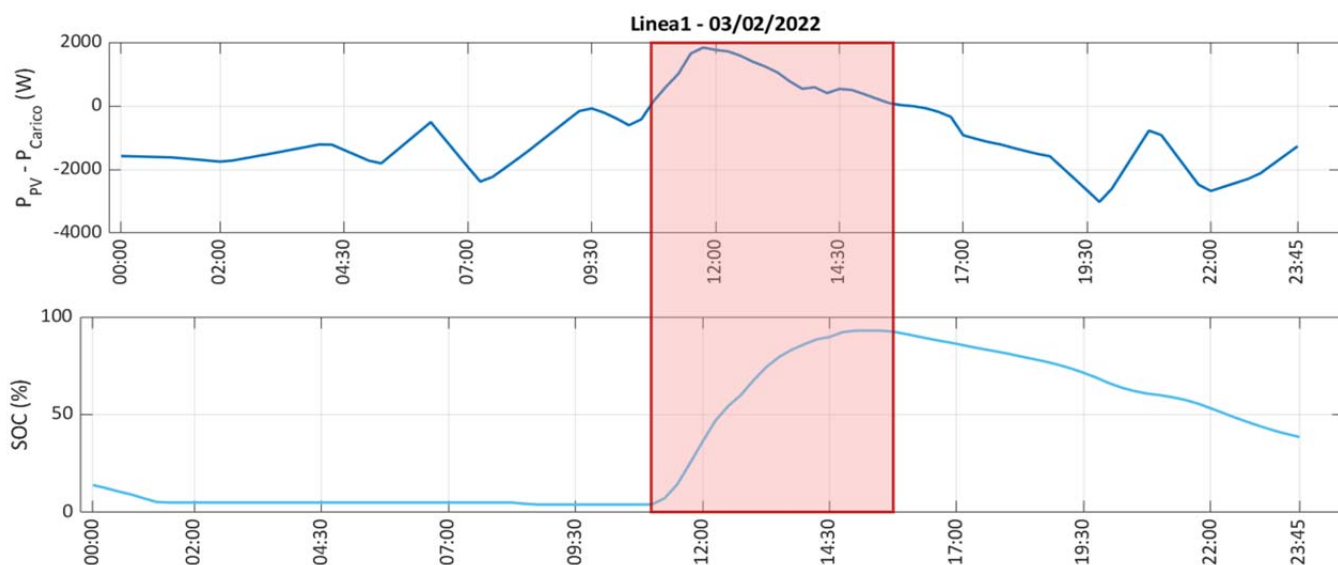


Figura 29. La figura in alto mostra l’andamento della differenza tra la curva di potenza PV e la curva di carico previste. La figura in basso mostra l’andamento dello stato di carica misurato il 03/02/2022. Il rettangolo rosso evidenzia la fase di eccesso.

Dai test emerge che la criticità della gestione SMART risiede nell’affidabilità delle previsioni: infatti, volendo limitare quelli che sono i cicli di carica e scarica della batteria a uno solo durante tutta la giornata, è necessario che le previsioni siano eseguite il giorno prima per il giorno dopo. Questo dal punto di vista della produzione di potenza dall’impianto fotovoltaico significa doversi affidare esclusivamente alle previsioni fornite il giorno precedente, senza poter avere nessuna informazione su alcun tipo di misura di potenza nella giornata in questione per poter aggiustare in corso d’opera il profilo in caso di errata previsione. Dal punto di vista del carico (essendo una previsione sul medio-lungo periodo, in particolare sulle 24 ore) significa avere a disposizione solamente l’informazione sulla misura del carico l’ultimo istante del giorno precedente e andare a definire la curva per il giorno successivo senza poter avere alcun riscontro dell’effettivo andamento.

6 ADR: Automated Demand Response

La seconda parte del report prevede lo sviluppo delle logiche di Automated Demand Response, che hanno come obiettivo quello di ridurre o aumentare il consumo energetico del carico utente, in modo da soddisfare i picchi di domanda o di offerta del mercato elettrico. Questo si traduce in una maggiore flessibilità del sistema, una maggiore stabilità di rete e un aumento dell’efficienza delle risorse energetiche. In questa annualità nella simulazione degli scenari per l’ADR l’attenzione è stata incentrata sul controllo del sistema di accumulo. Il giorno precedente vengono generati i profili di potenza da attuare sulle batterie in base alla richiesta di flessibilità imposta. La richiesta dei set-point viene ricevuta dal web service dell’EMS tramite un file con estensione json. Per definire il set-point della batteria, nel file sono contenuti l’orario e il valore di potenza della batteria. Come riportato in figura:

```
"setPoint": [
  {
    "timeslot": 1,
    "activePower": null,
    "reactivePower": null,
    "batteryPower": 3000
  },
  .
```

In particolare, quando il valore batteryPower è positivo la batteria si trova nella fase di carica e preleva energia dalla rete, viceversa se negativo.

Nella fase di implementazione è stato visto che non sempre la batteria si trova nelle condizioni tali da poter soddisfare le richieste. Questo perché ci si può trovare in una situazione in cui la batteria non sia sufficientemente carica da poter fornire la quantità di energia da immettere in rete, oppure non abbia lo spazio sufficiente per poter raccogliere l'energia prelevata dalla rete. Per questo motivo è necessario "preparare" la batteria per garantire la flessibilità del sistema.

Sulla base delle caratteristiche elettriche del sistema di accumulo riportate in tabella 3, ci si è posti nelle due condizioni limite: batteria completamente carica con richiesta di prelievo dalla rete di un'energia pari alla capacità della batteria e batteria completamente scarica con richiesta di immissione in rete.

Tabella 8. Caratteristiche elettriche del sistema di accumulo (singola unità da 2kWh)

	REACT-BATT-AP1
Produttore	ABB - Panasonic
Tipo	Li-Ion
Potenza di scarica tipica/massima	1.5 kW / 1.8 kW
Potenza di carica massima	1.1 kW
Capacità media utile nella vita	2 kWh (6 kWh, con 3x REACT-BATT-AP1)
Vita utile	>4500 cicli
Vita utile in anni, tipica	10 anni (massimo 9MWh scaricati)

Il tempo necessario per mettere la batteria nelle condizioni di soddisfare le richieste è di 4h, dunque, alle ore 20 verranno generati i profili di potenza per il giorno successivo da attuare sul sistema di accumulo a mezzanotte.

La lettura del file json permetterà di estrarre le seguenti grandezze: l'intervallo di tempo in cui viene prelevata energia dalla rete, $\Delta t_{prelievo}$, l'intervallo di tempo in cui viene immessa energia in rete, $\Delta t_{immissione}$, profilo di potenza richiesta, $P_{imposto}$. Da queste grandezze si calcolano le seguenti quantità di energia:

$$E_{prelievo} = \int_0^{\Delta t_{prelievo}} P_{imposto}(t) dt$$

$$E_{immissione} = \int_0^{\Delta t_{immissione}} P_{imposto}(t) dt$$

Se la richiesta è quella di prelevare l'energia dalla rete, si valuta la quantità di carica che la batteria può ricevere, ΔE .

$$\Delta E = Capacity_{batt} - \int_0^{\Delta t_{prelievo}} P_{batt}(t) dt$$

A questo punto si valutano due condizioni:

- 1) $\Delta E < E_{prelievo}$, spazio disponibile in batteria non è sufficiente.

Calcolo quanto bisogna scaricare la batteria e il tempo di scarica $t_{scarica}$.

$$E_{scarica} = E_{prelievo} - \Delta E$$

Viene modificato il profilo di potenza P_{ali} negli istanti di tempo in cui si vuole prelevare potenza dalla rete.

$$P_{ali} = \frac{E_{scarica}}{t_{scarica}}$$

- 2) $\Delta E > E_{prelievo}$, spazio disponibile sufficiente.
Il profilo di potenza P_{ali} rimane invariato.

Se la richiesta è quella di immettere l'energia in rete, si valuta la quantità di carica presente in batteria, $\Delta E_{disponibile}$.

$$\Delta E_{disponibile} = \int_0^{\Delta t_{immissione}} P_{batt}(t) dt$$

A questo punto si valutano due condizioni:

- 1) $\Delta E_{disponibile} < E_{immissione}$, la carica presente in batteria è inferiore rispetto alla quantità di energia che si vuole immettere in rete.

Calcolo quanto bisogna caricare la batteria e il tempo di scarica t_{carica} .

$$E_{carica} = E_{immissione} - \Delta E_{disponibile}$$

Viene modificato il profilo di potenza P_{batt} negli istanti di tempo in cui si vuole prelevare potenza dalla rete.

$$P_{batt} = \frac{E_{carica}}{t_{carica}}$$

- 2) $\Delta E_{disponibile} > E_{immissione}$, la carica di cui dispone la batteria è sufficiente.
Il profilo di potenza P_{batt} rimane invariato.

Dunque, sulla base dei profili di potenza fotovoltaica e del carico previsti, vengono generati dei profili di potenza da fornire al sistema di accumulo a partire dalla mezzanotte del giorno successivo. Tali profili verranno modificati sulla base delle richieste presenti nel file json.

6.1 Simulazione ADR

Questa soluzione è stata testata per diversi scenari: richieste di prelievo e immissione durante la giornata o nelle ore notturne per giornate soleggiate e variabili. Non sempre viene garantita la flessibilità in quanto il sistema di accumulo presenta il limite che entra in Stand-By dopo qualche minuto di inutilizzo. Ciò accade in assenza di sole, in particolare nelle ore notturne. Di seguito vengono riportati gli scenari analizzati con le relative soluzioni proposte.

Gli scenari analizzati e simulati sono stati i seguenti:

- 1) 30/09/2021 Giornata soleggiata
- 3) 02/10/2021 Giornata variabile

Per ciascuna giornata vengono analizzate diverse richieste in diversi momenti della giornata.

6.1.1 Giornata soleggiata

Come prima analisi, consideriamo una giornata in cui la batteria si trova completamente scarica al momento della richiesta. Il primo intervallo imposto prevede il prelievo di energia dalla rete e l'immissione in batteria, parte di questa energia sarà poi nuovamente immessa in rete. Si può osservare che una richiesta di questo tipo non comporta alcun problema e che non è necessario preparare la batteria nelle ore precedenti in quanto c'è spazio sufficiente per poter accogliere l'energia derivante dalla rete.

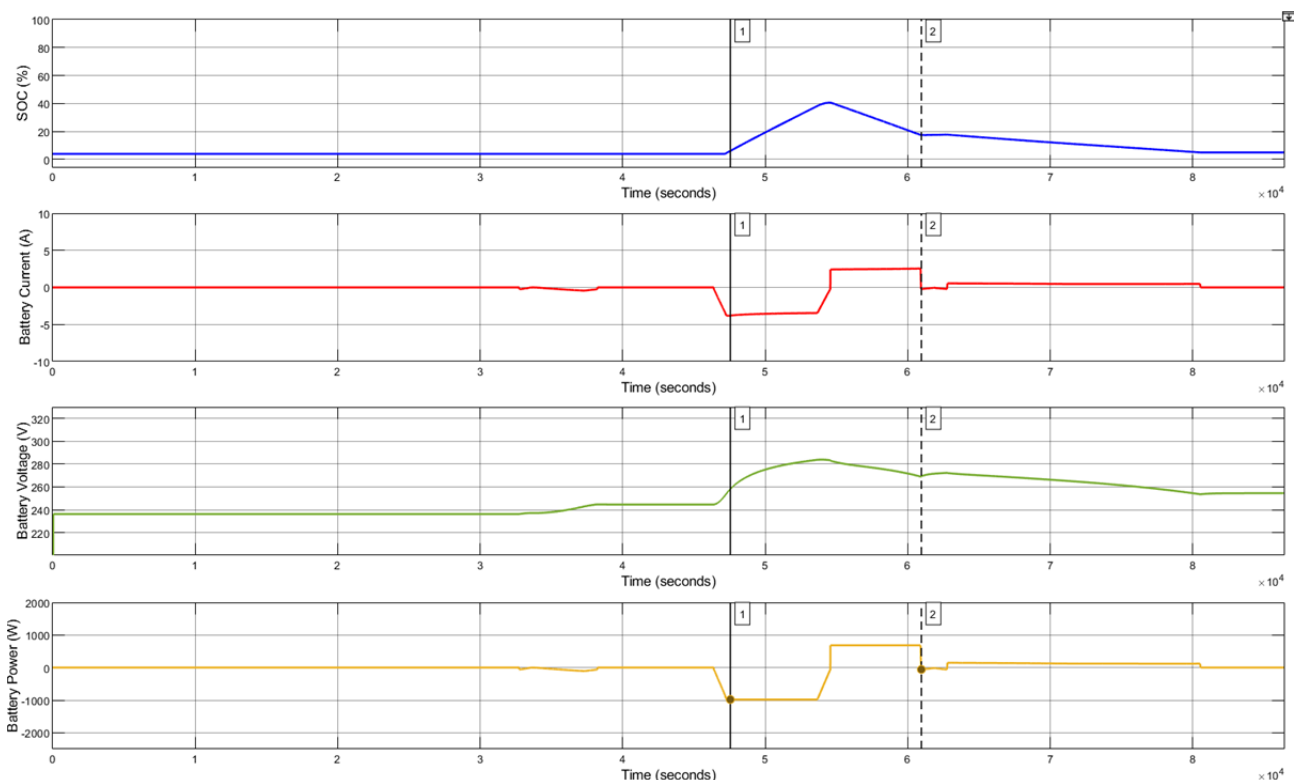


Figura 30. Batteria completamente scarica al momento della richiesta. Grandezze del sistema di accumulo, dall'alto verso il basso: SOC, corrente, tensione e potenza della batteria.

Consideriamo ora la stessa giornata con una richiesta giornaliera, ma con la batteria che si trova in una condizione diversa, questa volta lo stato di carica al momento della richiesta è molto vicino al SOC massimo.

Dalla figura 31, si può osservare che la batteria non è in grado di soddisfare la richiesta di prelievo dalla rete, in quanto non ha spazio sufficiente per immagazzinare energia. La figura mostra come sia necessario un intervento nelle ore precedenti che permetta di scaricare in parte la batteria, in modo da raggiungere lo spazio necessario per ricevere ulteriore energia.

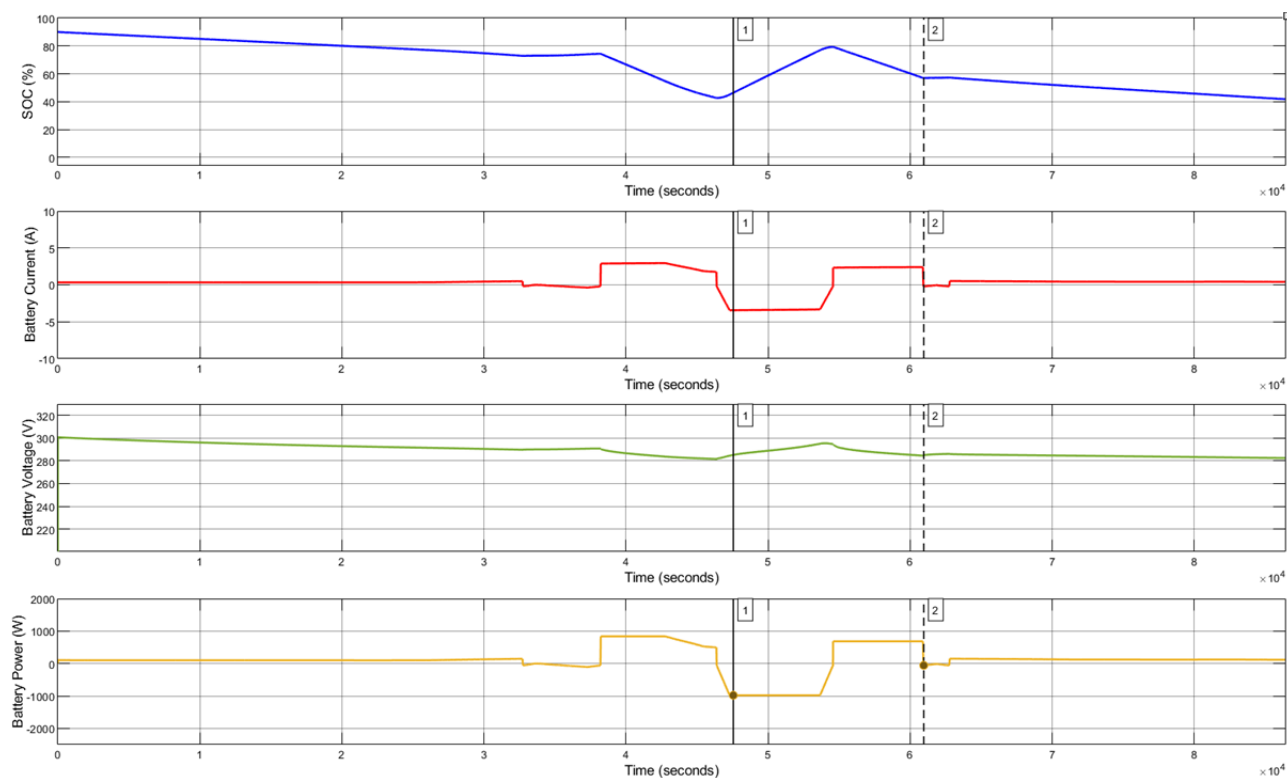


Figura 31. Batteria quasi completamente carica al momento della richiesta. Grandezze del sistema di accumulo, dall'alto verso il basso: SOC, corrente, tensione e potenza della batteria.

Un altro caso limite è quello in cui si richiede un'immissione di energia nella rete nelle prime ore della giornata, dove la batteria si trova completamente scarica.

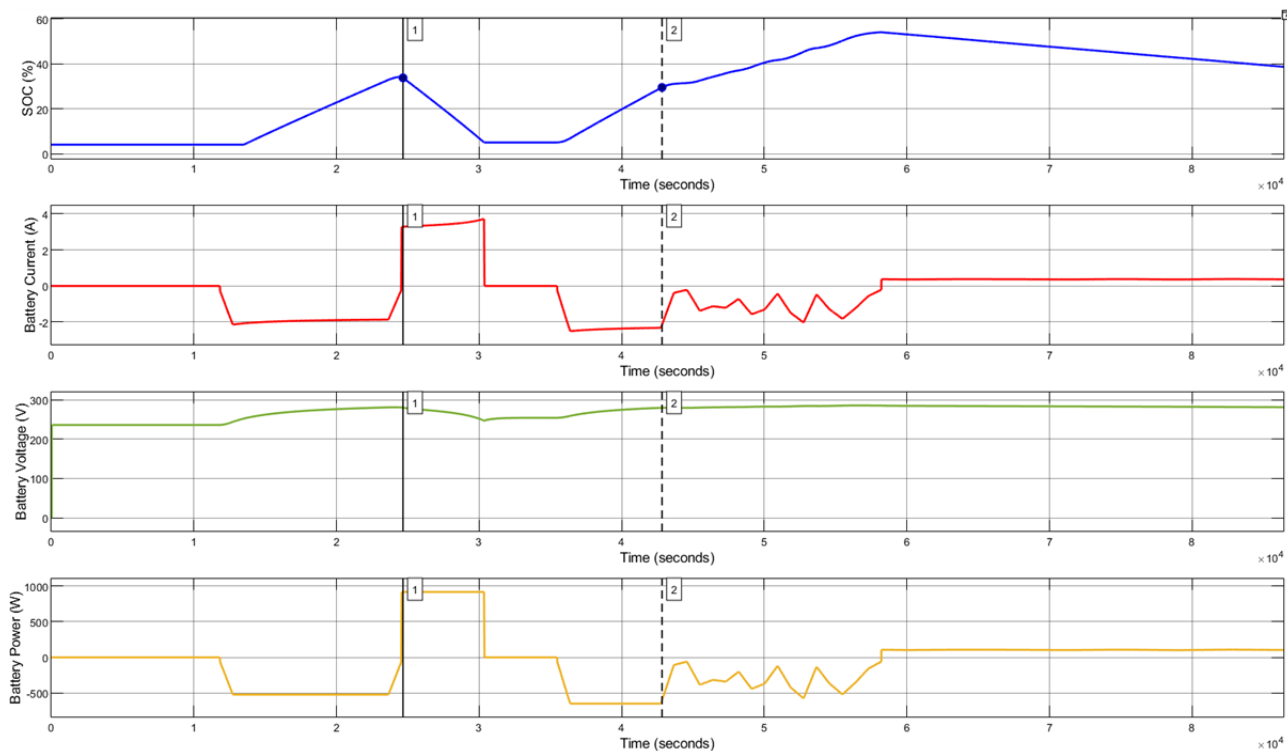


Figura 32. Batteria completamente scarica al momento della richiesta. Grandezze del sistema di accumulo, dall'alto verso il basso: SOC, corrente, tensione e potenza della batteria.

La figura 32 mostra come anche in questo caso sia necessario caricare la batteria nelle ore precedenti, in modo da avere l'energia sufficiente da immettere in rete al momento della richiesta. Nonostante la preparazione, si può osservare non si riesce a fornire la quantità di energia per l'intero intervallo di richiesta. Infatti lo stato di carica torna pari allo stato di carica minimo e rimane tale finché non si ha un nuovo intervallo di eccesso di potenza.

6.1.2 Giornata variabile

In una giornata variabile, la batteria riesce con difficoltà a caricarsi completamente, per cui sarà sempre nelle condizioni di soddisfare la richiesta di flessibilità, nei casi in cui si vuole prima prelevare energia dalla rete e successivamente immettere energia in rete.

I limiti nascono nel momento in cui viene richiesta energia da immettere in rete e successivamente si richiede il prelievo. In questo caso, sarà necessario preparare la batteria durante le ore precedenti, non solo nella fase di deficit serale, ma anche durante la giornata.

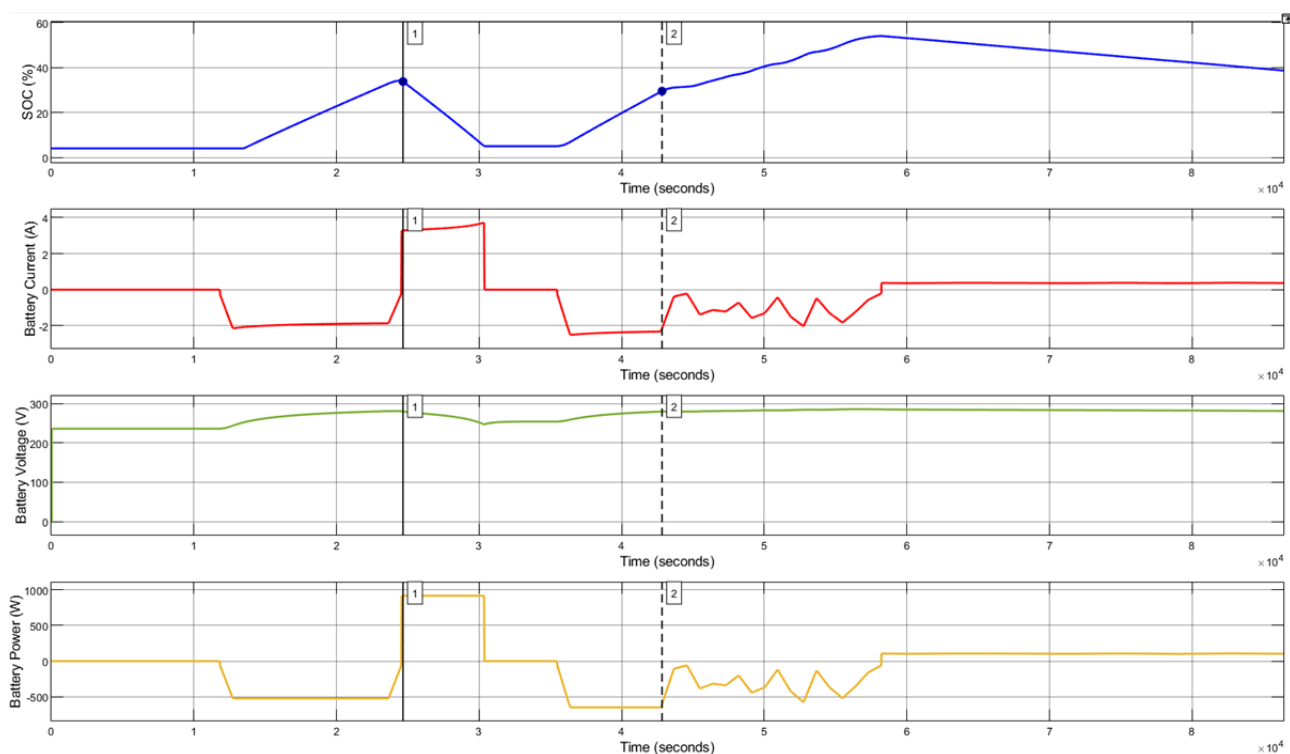


Figura 33. Batteria completamente scarica al momento della richiesta. Grandezze del sistema di accumulo, dall'alto verso il basso: SOC, corrente, tensione e potenza della batteria.

La figura 33 mostra che è necessaria la fase di preparazione della batteria, in modo avere la quantità di energia da immettere in rete richiesta.

Una situazione analoga si presenta anche a fine giornata, quando non si è raggiunto il SOC massimo della batteria a causa delle condizioni metereologiche.

La figura 34 mostra che non si riesce a soddisfare la richiesta di immissione dell'energia in rete, in quanto lo stato di carica della batteria è sempre stato molto basso durante tutta la giornata.

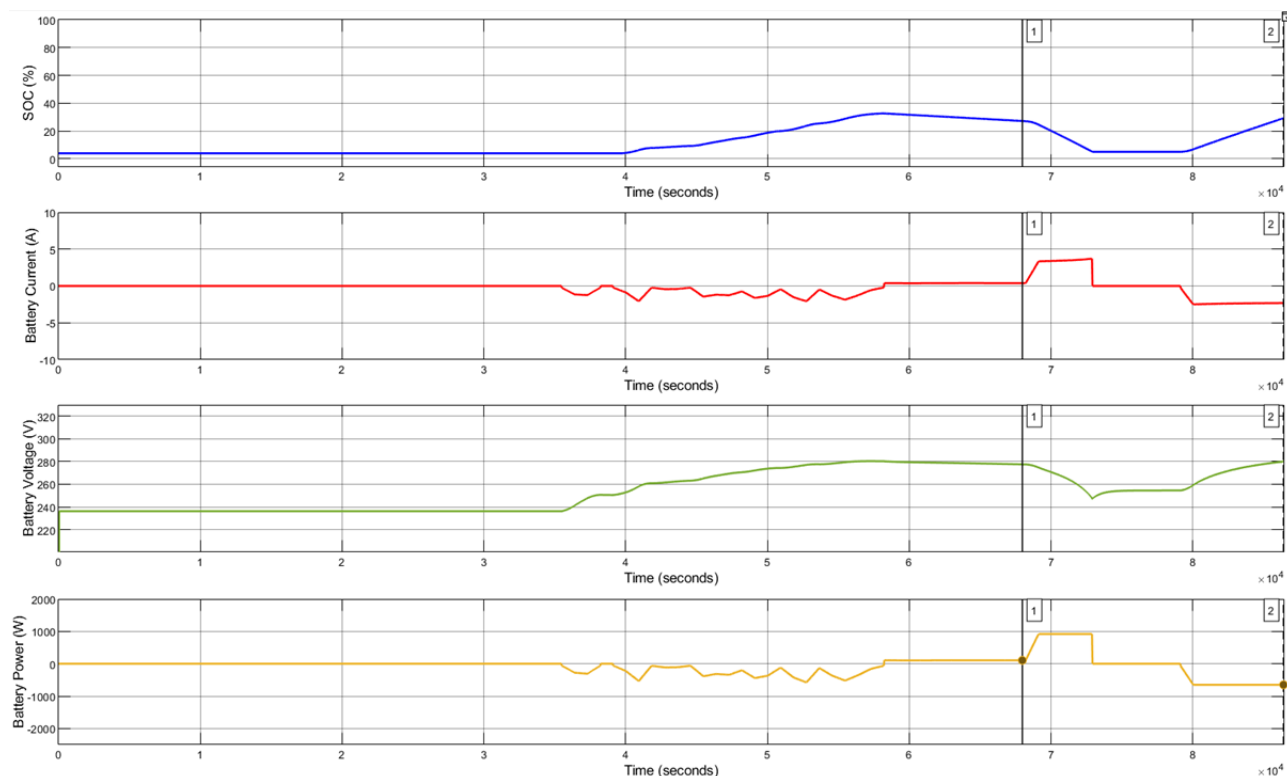


Figura 34. Batteria completamente scarica al momento della richiesta. Grandezze del sistema di accumulo, dall'alto verso il basso: SOC, corrente, tensione e potenza della batteria.

Le simulazioni mostrano che non sempre si riesce a soddisfare le richieste di flessibilità nei casi in cui la batteria non dispone delle quantità di energia sufficiente da immettere in rete. Di seguito si riportano i test effettuati sull'impianto e si traggono le conclusioni.

6.2 Test gestione ADR sull'impianto F40

In una giornata soleggiata la potenza fotovoltaica generata riesce a soddisfare le richieste del carico e a fornire la potenza in eccesso al sistema di accumulo. Di seguito si riportano due esempi di giornate soleggiate, 24 novembre 2021 e 18 dicembre 2021, dove le richieste di set-point si hanno a fine giornata (h 20) e durante la mattina (h 10), rispettivamente.

6.2.1 Giornata soleggiata

24-11-2021

Le figure sotto riportate mostrano il profilo di irradianza perfettamente a campana (l'ombreggiamento che si nota è di tipo sistematico). A destra è raffigurata la richiesta di Set-Point inviata il giorno precedente, l'intervallo della richiesta va dalle ore 20 alle 24.

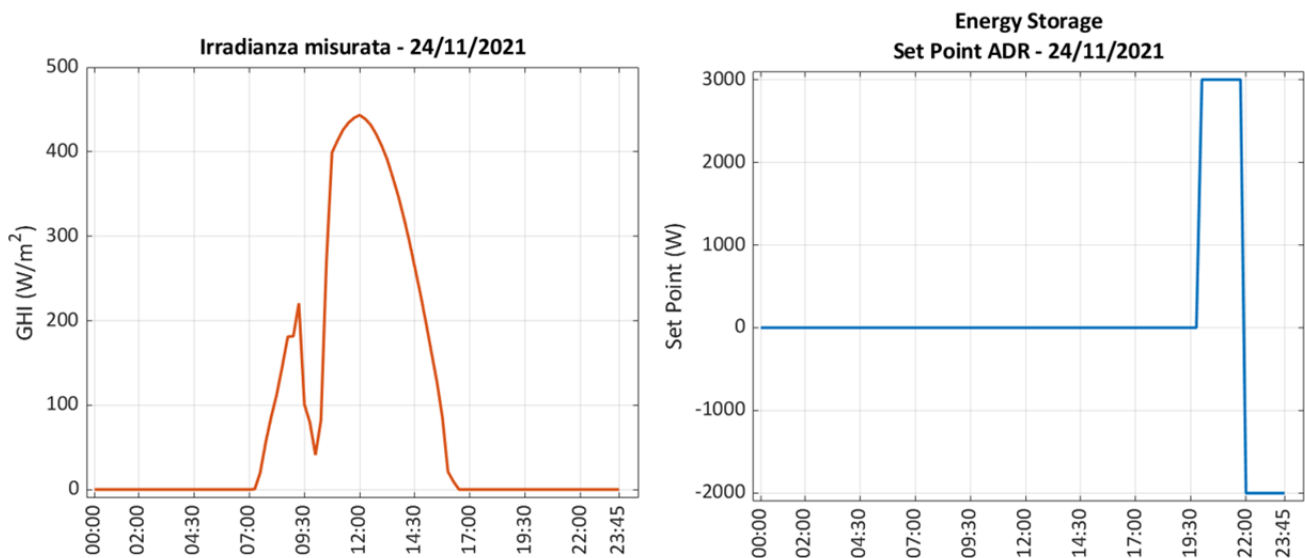


Figura 35. Giornata soleggiata, richiesta Set Point a fine giornata: a destra il profilo di irradianza misurata, a sinistra la richiesta di Set Point ricevuta dal web service.

In questo caso, la batteria riesce a raggiungere uno stato di carica (SOC) pari al 100% alle 14:30 circa, per poi iniziare a scaricarsi. Alle ore 20 si riesce a soddisfare la richiesta di set-point ricevuta dal web service, in quanto il SOC ha raggiunto il 30% e nella batteria c'è lo spazio sufficiente per ricevere energia. Questo è reso possibile perché alle ore 16 (4 ore antecedenti la richiesta di set-point) è stata accelerata la fase di scarica della batteria (pendenza SOC più ripida) in modo da renderla pronta al momento del prelievo dalla rete.

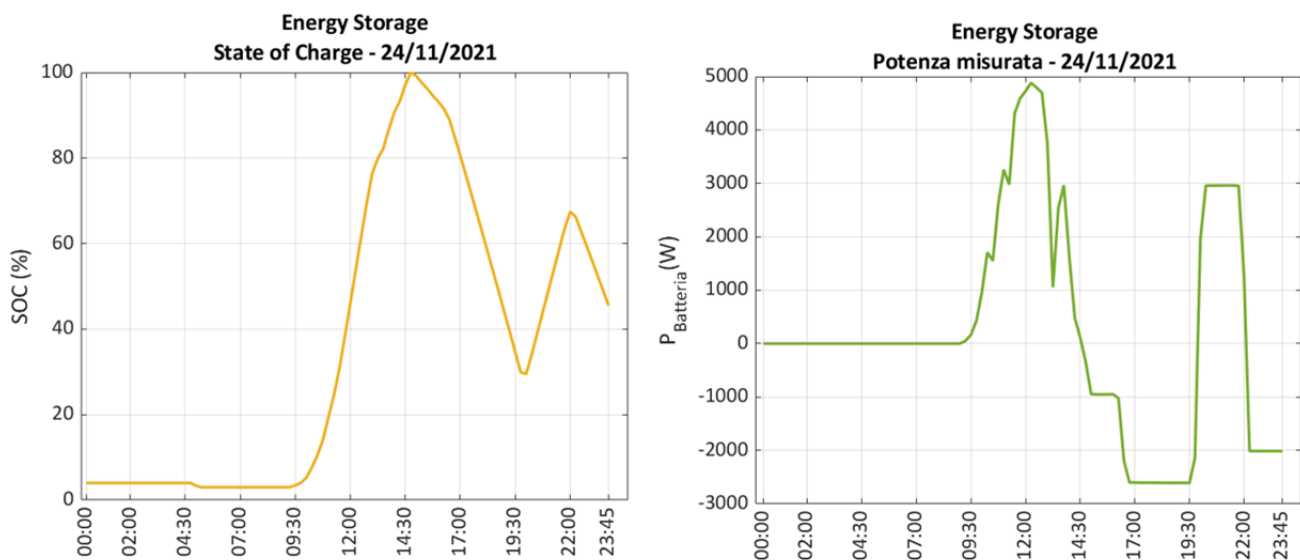


Figura 36. A destra l'andamento dello stato di carica misurata, a sinistra la potenza complessiva misurata.

18-12-2021

Si riporta ora il caso di una giornata soleggiata dove la richiesta di Set Point avviene durante la mattina.

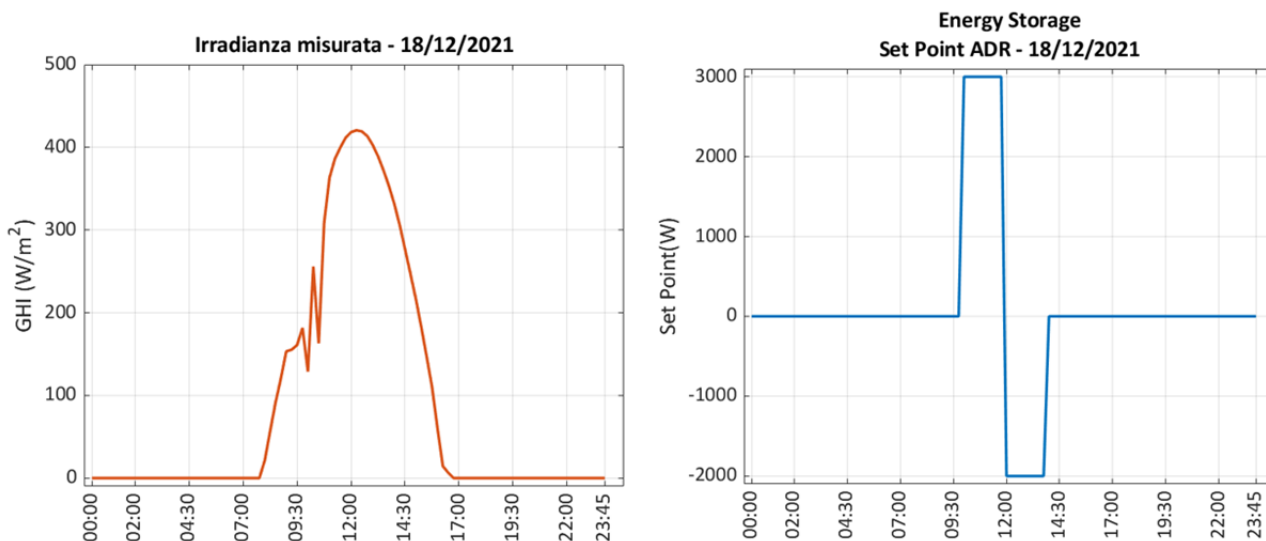


Figura 37. Giornata soleggiata, richiesta Set Point a durante il giorno: a destra il profilo di irradianza misurata, a sinistra la richiesta di Set Point ricevuta dal web service.

Al momento della richiesta la batteria si trova in uno stato di carica molto basso, inferiore al 20%, questo significa che ha ancora lo spazio sufficiente per poter acquisire la potenza richiesta (SOC aumenta). Alle ore 12:00 il SOC diminuisce, nonostante la giornata soleggiata, in quanto si richiede di immettere in rete 2000W.

Come si evince dal profilo della potenza misurata, entrambe le richieste di Set-Point prelievo e immissione in rete vengono soddisfatte.

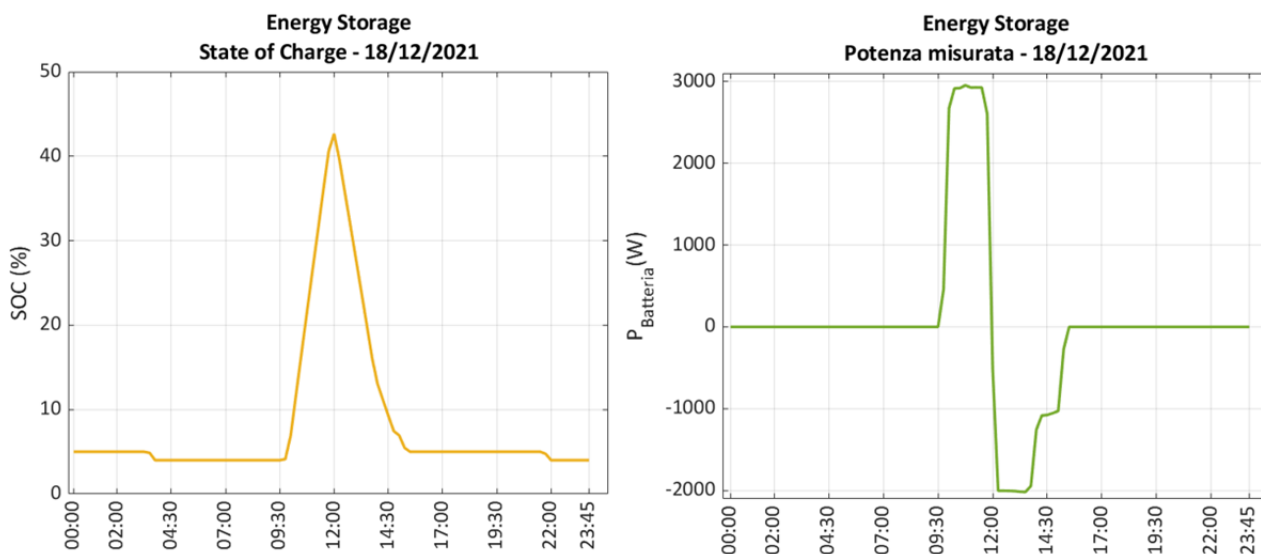


Figura 38. A destra l'andamento dello stato di carica misurata, a sinistra la potenza complessiva misurata.

10-02-2022

Si riporta ora il caso di una giornata soleggiata dove la richiesta di Set Point avviene durante la notte. In questa giornata particolare, la batteria si trova nelle ore notturne ancora quasi del tutto carica. Per questo motivo, la richiesta di immissione di energia in rete viene completamente soddisfatta. Lo stesso non accade per la richiesta di prelievo; si può osservare dalla figura 40, che nonostante ci sia spazio sufficiente in batteria non si riesce a prelevare l'energia richiesta per l'intero intervallo. Tale situazione dovrà essere investigata nel dettaglio con ulteriori test.

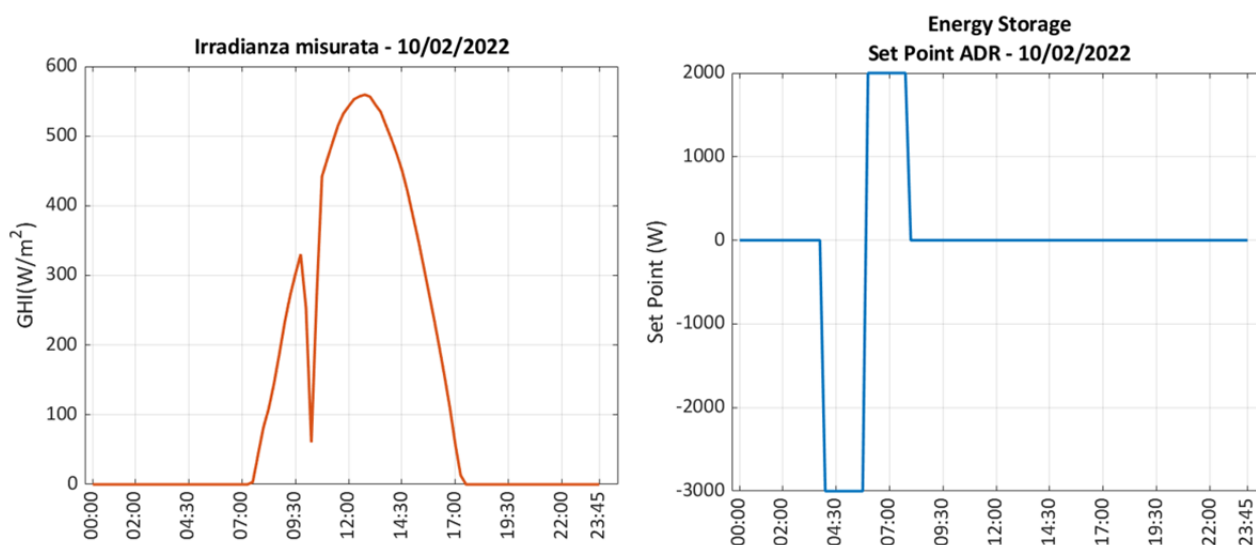


Figura 39. Giornata soleggiata, richiesta Set Point a durante la notte: a destra il profilo di irradianza misurata, a sinistra la richiesta di Set Point ricevuta dal web service.

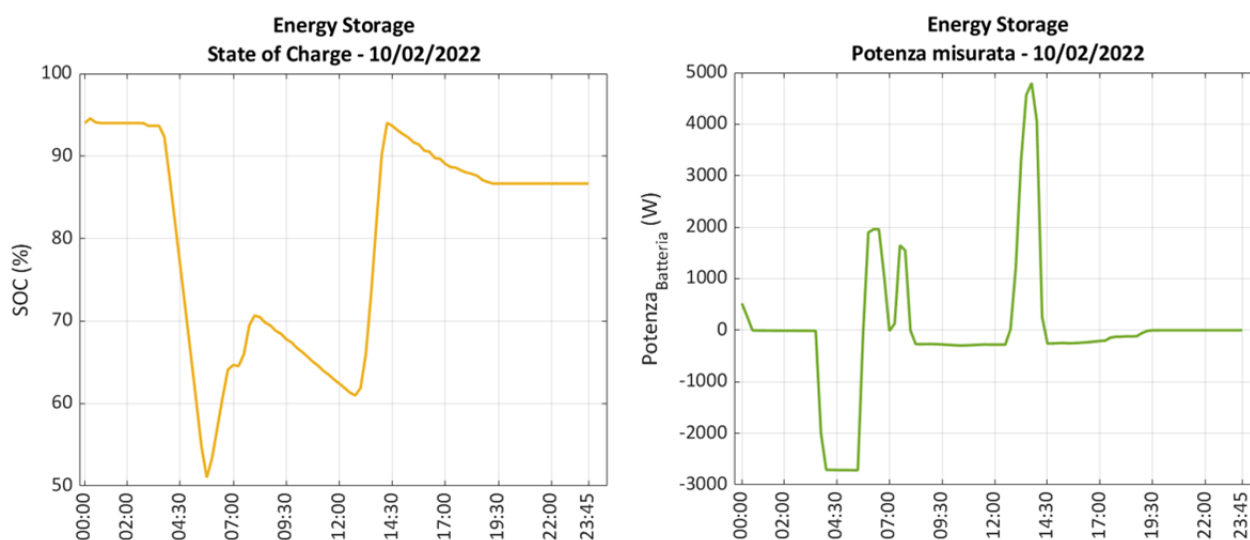


Figura 40. A destra l'andamento dello stato di carica misurata, a sinistra la potenza complessiva misurata.

6.2.2 Giornate variabili

02-12-2021

In questo caso, è stato preso come esempio una giornata variabile-nuvolosa in cui la richiesta di Set Point avviene nel pomeriggio.

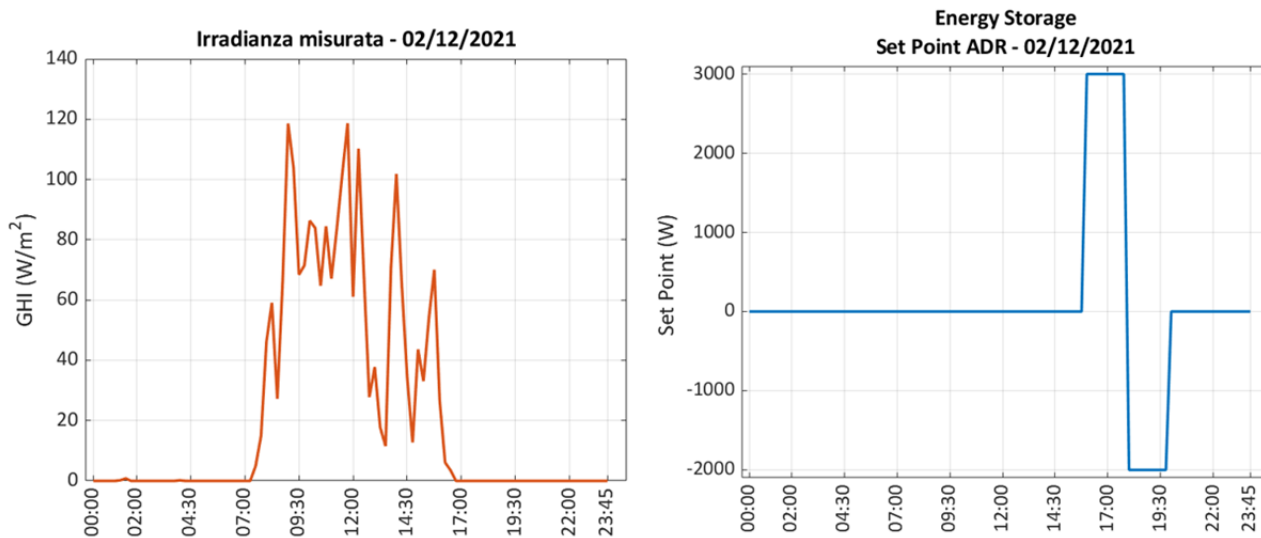


Figura 41. Giornata variabile, richiesta Set Point nel pomeriggio: a destra il profilo di irradianza misurata, a sinistra la richiesta di Set Point ricevuta dal web service.

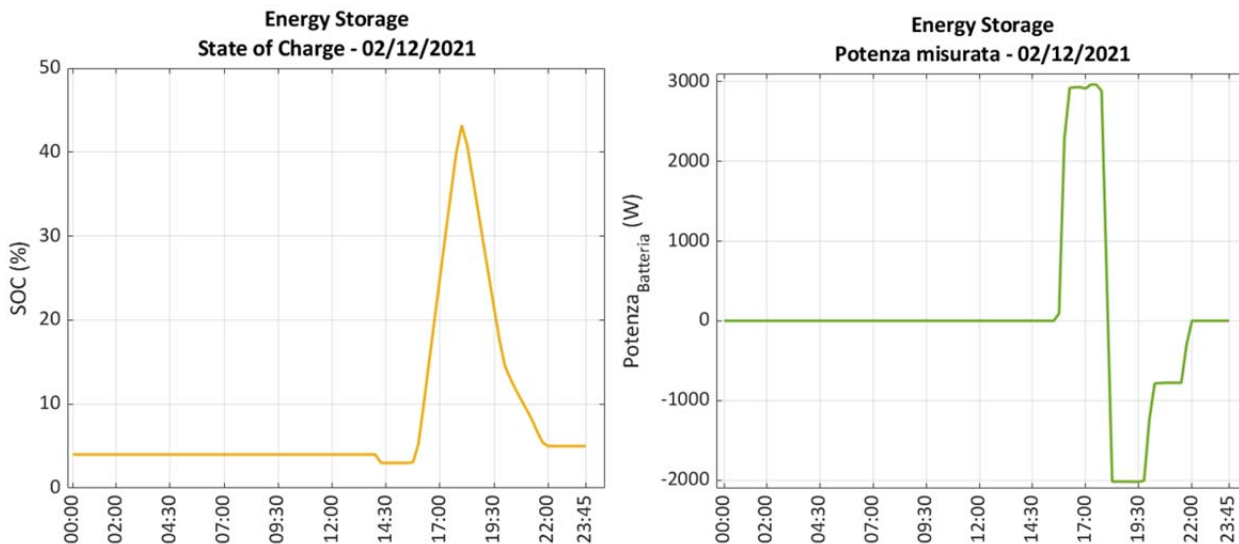


Figura 42. A destra l'andamento dello stato di carica misurata, a sinistra la potenza complessiva misurata.

La figura 42 mostra che le richieste sono state soddisfatte. Questo perché al momento della richiesta la batteria era completamente scarica.

07-12-2021

In questa giornata variabile la richiesta di Set-Point avviene alle h 12:00. In particolare, la prima richiesta è quella di prelevare energia dalla rete. Questa richiesta viene soddisfatta in quanto la batteria presenta uno stato di carica pari al 4%, nonostante siano le ore 12. Quindi una situazione di questo tipo per giornate variabili, non richiede che la batteria venga preparata nelle 4h precedenti la richiesta di Set-Point.

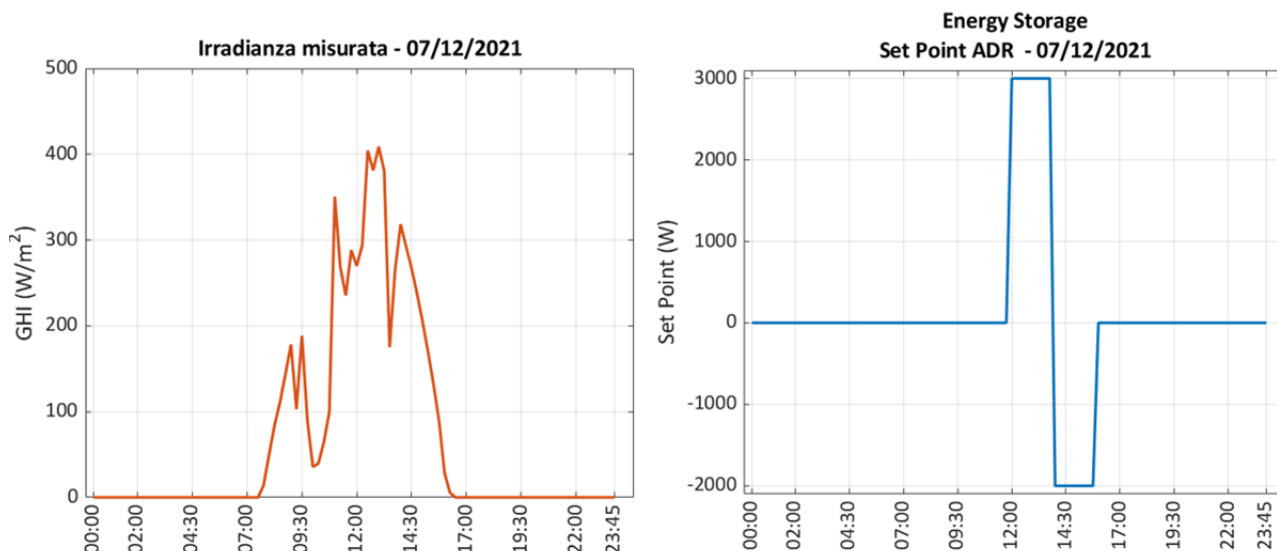


Figura 43. Giornata variabile, richiesta Set Point durante la mattina: a destra il profilo di irradianza misurata, a sinistra la richiesta di Set Point ricevuta dal web service.

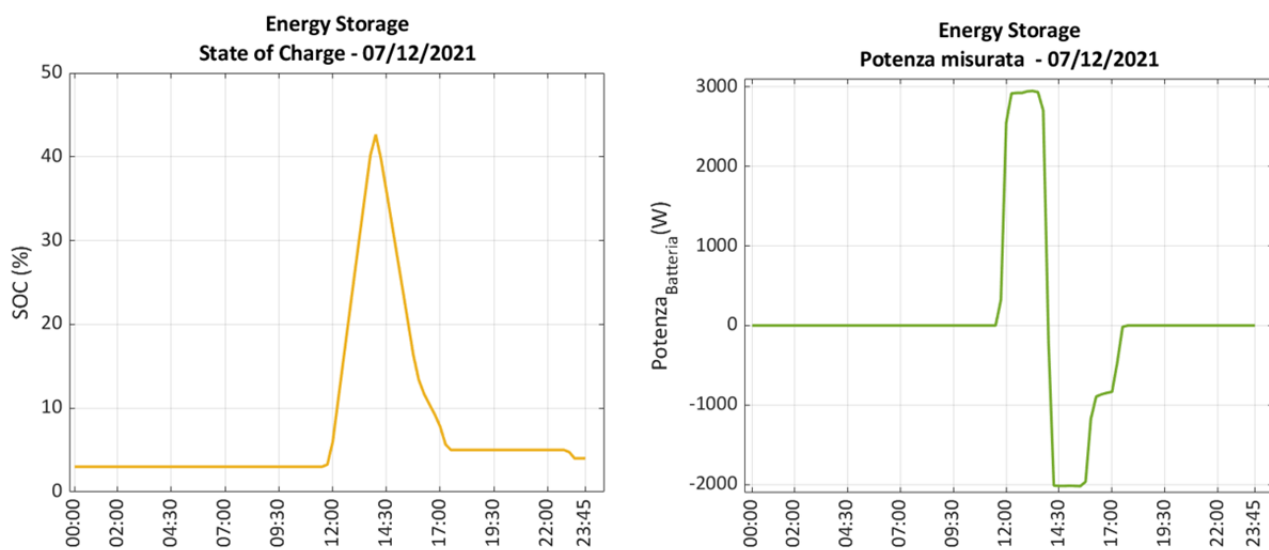


Figura 44. A destra l'andamento dello stato di carica misurato, a sinistra la potenza complessiva misurata.

In generale si può concludere che per le giornate variabili non vi è alcun problema nel momento in cui la prima richiesta che viene fatta sia quella di prelevare energia dalla rete; nella maggior parte dei casi la batteria ha spazio sufficiente per poter acquisire energia. I problemi sorgono quando viene prima richiesto di immettere energia nella rete e nella batteria non c'è energia sufficiente. In questo caso è necessario intervenire sulla batteria nelle ore precedenti.

11-02-2021

L'ultima giornata riportata descrive un esempio in cui si ha una richiesta di immissione in rete nelle prime ore del mattino. La richiesta viene soddisfatta in quanto la batteria risulta quasi completamente carica al momento della richiesta. Nelle 4 ore precedenti, è stata ulteriormente caricata, in modo tale da avere energia sufficiente da fornire alla rete.

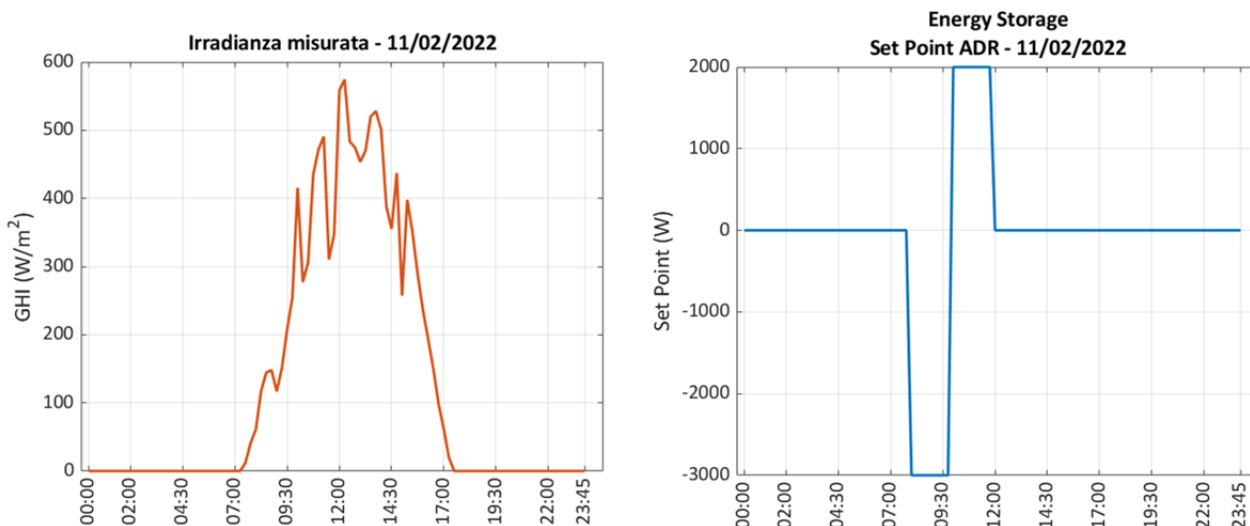


Figura 45. Giornata variabile, richiesta Set Point durante la mattina: a destra il profilo di irradianza misurata, a sinistra la richiesta di Set Point ricevuta dal web service.

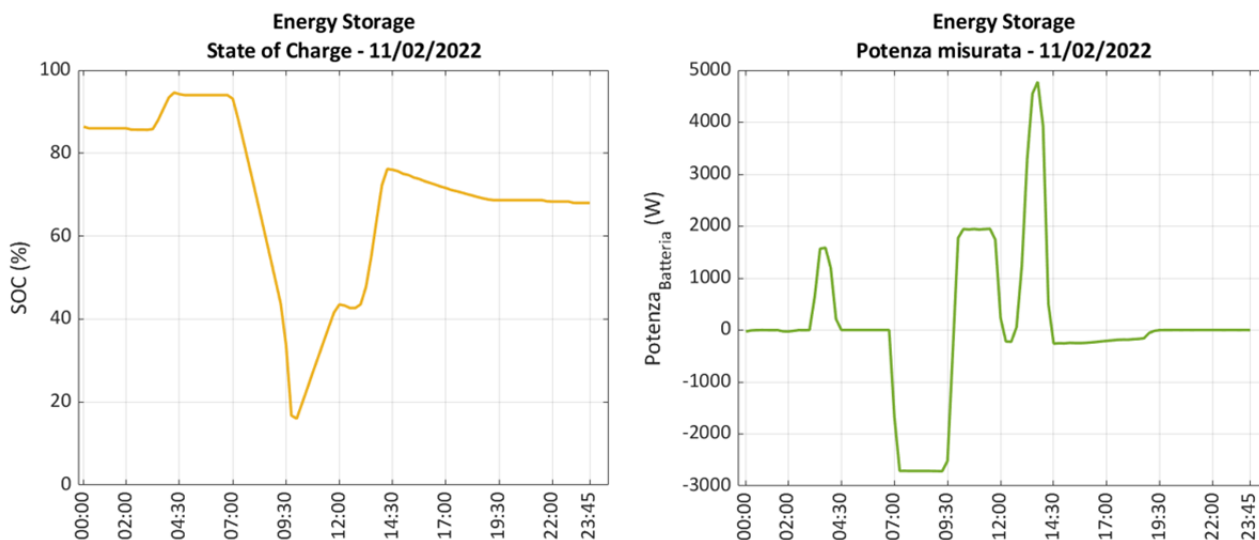


Figura 46. A destra l'andamento dello stato di carica misurata, a sinistra la potenza complessiva misurata.

7 Conclusioni

Le attività svolte hanno riguardato lo sviluppo di strategie per la gestione intelligente dei flussi di potenza. In particolare, sono state sviluppate due strategie, la gestione SMART e la gestione ADR. Per ciascuna, simulazioni e verifiche in campo hanno permesso di dimostrare i vantaggi e i limiti.

La Gestione Smart è una tecnica di gestione dell'energia che mira all'ottimizzazione dell'utilizzo del sistema di accumulo, minimizzandone lo stress elettrico e riducendo i picchi di potenza immessi in rete, senza però sottoutilizzare la batteria. La gestione garantisce la carica delle batterie solamente al termine della fase di eccesso, permettendo comunque un elevato autoconsumo e pertanto un vantaggio economico per l'utente finale.

La gestione è basata su un algoritmo che genera la curva di potenza da fornire alla batteria nella fase di eccesso (P_{batt}) e quella fornita dalla batteria al carico nella fase di deficit (P_{ali}). Tali curve sono calcolate in anticipo rispetto agli andamenti reali: in questo calcolo dei profili di carica e scarica della batteria per il giorno successivo sono state dimostrate le potenzialità delle reti neurali, in grado di prevedere i profili di produzione e di carico elettrico.

Tuttavia, la combinazione tra la rete neurale presentata in questo lavoro e quella per la previsione del fotovoltaico (realizzata da un gruppo di ricercatori) dà vita a una soluzione intrinsecamente affetta da errore. Ciò che si vuole dimostrare nella parte conclusiva del lavoro è che, nonostante l'errore sulle previsioni, la Gestione Smart riesce a mantenere un livello di efficienza accettabile e superiore alle tecniche standard. In particolare si dimostra come la tecnica Smart abbia senso qualora vengano previste giornate con un eccesso di energia confrontabile con la capacità massima della batteria; al contrario, un grosso limite della tecnica è la gestione della carica e della scarica in caso di previsione errata in difetto: se infatti l'eccesso previsto non consente di caricare interamente la batteria, è probabile che in caso di eccesso maggiore durante la fase di surplus questo venga limitato, facendo sì che la batteria non si carichi come si vorrebbe.

Come sviluppo futuro si può introdurre una modifica nella strategia, che consenta di aggiornare i profili di P_{ali} e P_{batt} durante la giornata, in seguito alla verifica dello stato di carica raggiunto. Questo permetterà di modificare i profili di potenza in base alla quantità di energia necessaria ad ottenere la carica completa della batteria a fine giornata. Un cambiamento di questo tipo può portare dei vantaggi soprattutto nei casi in cui l'errore nelle previsioni sia alto e nelle giornate variabili.

La gestione ADR sviluppata in questa annualità è stata incentrata sulla simulazione e sui test delle a livello batteria. In questa prima fase, l'obiettivo della gestione implementata è stato quello di soddisfare la richiesta di flessibilità, che viene ricevuta dal web service dell'Energy Management System (EMS) il giorno prima. In particolare, è stato sviluppato un metodo capace di "preparare" la batteria dal punto di vista energetico in modo da soddisfare le richieste di set-point per il giorno dopo. Dalle simulazioni è emerso che non sempre si riesce a soddisfare le richieste di flessibilità. Le richieste che prevedono in un primo momento un prelievo di energia dalla rete e poi un'immissione in rete vengono sempre rispettate. In questi casi, la strategia sviluppata, che prevede una preparazione della batteria nei casi limite, riesce a fornire buoni risultati. Questo non sempre accade per le richieste nelle quali è prevista un'immissione in rete e successivamente un prelievo dalla rete. I problemi nascono nelle giornate variabili e nelle ore notturne, dove la batteria non ha energia necessaria da fornire. Questa lacuna sarà oggetto di sviluppi futuri.

Inoltre, sviluppi futuri prevedono l'implementazione di una strategia che non solo sia in grado di soddisfare le richieste di flessibilità a livello batteria, ma anche a livello POD. Un ulteriore miglioramento della strategia potrebbe essere quello di introdurre le condizioni imposte dalla gestione Smart al di fuori degli intervalli di richiesta di set point, in modo da ottenere i vantaggi introdotti dalla gestione per quanto riguarda le batterie.

8 Riferimenti bibliografici

1. De Lia, F., Schioppo, R., Lo Presti, R., Pizzuti, S., Romanello, F., Romano, S., & Zinzi, M. Tecnologie per gli Smart Buildings di seconda generazione. Report RdS/PTR2019/004.
2. Radicioni, M., Lucaferri, V., De Lia, F., Laudani, A., Lo Presti, R., Lozito, G. M., Riganti Fulginei, F., Schioppo, R., & Tucci, M. (2021). Power Forecasting of a Photovoltaic Plant Located in ENEA Casaccia Research Center. *Energies*, 14(3), 707.

9 Abbreviazioni ed acronimi

ANN	Artificial Neural Network
ADR	Automated Demand Response
EMS	Energy Management System
FTDNN	Focused Time Delay Neural Network
SOC	State of Charge
BMS	Battery Management System
GHI	Global Horizontal Irradiance
WMAPE	Weighted Mean Absolute Percentage Error
D-FFNN	Dynamic Feed-Forward Neural Network
WRF	Weather Research and Forecasting Model
ARW	Advanced Research WRF
P_{ali}	Potenza che viene erogata dalla batteria
P_{batt}	Potenza da fornire alla batteria

Antonino Laudani nasce a Catania il 18 Luglio 1973. Nel gennaio 1999 consegue la Laurea in Ingegneria Elettronica presso l'Università di Catania, con votazione 110 su 110 e lode, e nel febbraio 2003 consegue il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria Elettronica, presso l'Università di Reggio Calabria. Dal 2003 al 2011 ha svolto attività di ricerca presso il Dipartimento di ingegneria Elettrica Elettronica e dei Sistemi, prima come titolare di una borsa post-dottorato in Ingegneria Elettrica e poi come assegnista per il settore scientifico disciplinare ING-IND/31 Elettrotecnica. Dal 1° settembre 2011 presta servizio come ricercatore (e dal 1° marzo 2018 come professore associato) presso il Dipartimento di Ingegneria dell'Università degli Studi Roma Tre nel S.S.D ING-IND/31 Elettrotecnica. L'attività scientifica di Antonino Laudani si è svolta essenzialmente su tematiche tipiche dell'Elettrotecnica ed ha riguardato soprattutto aspetti relativi allo studio di metodologie di calcolo di campi elettromagnetici e loro applicazione nell'ambito dell'analisi e della simulazione di dispositivi elettromagnetici, nonché lo sviluppo di circuiti ed algoritmi, anche basati su tecniche di intelligenza artificiale, per la predizione e l'elaborazione di segnali mono e multidimensionali e per la soluzione di problemi inversi o di ottimizzazione, per il modellamento efficiente di sistemi fotovoltaici e per il monitoraggio ambientale. La maggior parte delle tematiche di ricerca sono state condotte nell'ambito di collaborazioni internazionali (Università di Denver Colorado, ESA-Agenzia Spaziale Europea, National Physics Laboratory, ecc.) o di progetti di ricerca di rilevante interesse nazionale, o in collaborazione con i ricercatori di Università ed Enti di ricerca italiani (INGV, CNR, ENEA), o nell'ambito di convenzioni con i gruppi di ricerca di diverse aziende (STMicronics, Galileo Avionica, Selex Communications, Innosystec, ecc.) per la soluzione di problematiche di interesse strategico per l'industria. I risultati più significativi di questa attività sono stati presentati nel corso delle maggiori conferenze internazionali del settore quali CEFC, COMPUMAG, ELECTROSOFT, IVEC, SCEE, CEM, OIPE, ISEF, INTERMAG ecc., patrocinate dall'IEEE, e sono apparsi su qualificate riviste internazionali, ricevendo apprezzamento e riconoscimento anche con premi internazionali. Antonino Laudani dal 2001 è membro dell'International Compumag Society, dal 2009 è membro dell'IEEE society e dal 2013 è membro dell'American Association for the Advancement of Science (AAAS) e dal 2017 è membro dell'International Solar Energy Society (ISES) e della Società Italiana Caos e Complessità (SICC). La produzione scientifica di Antonino Laudani comprende oggi oltre 130 pubblicazioni scientifiche a diffusione internazionale.

Valentina Lucaferri nasce a Bracciano (RM) il 20 Dicembre 1991. A Marzo 2014 consegue la Laurea di primo livello in Ingegneria Elettronica presso l'Università degli Studi di Roma Tre, con votazione 103/110, con tesi sperimentale dal titolo "Utilizzazione di reti neurali artificiali nell'ambito della compensazione armonica nei sistemi elettrici di potenza". Il progetto di tesi ha riguardato l'implementazione di reti neurali artificiali per la previsione del contenuto armonico generato da un insieme di carichi non-lineari. A Marzo 2016 consegue la Laurea Magistrale in Ingegneria Elettronica per l'industria e l'innovazione con votazione 110 e Lode/110 presso l'Università degli Studi di Roma Tre con tesi dal titolo "Ottimizzazione di dispositivi piezoelettrici per il recupero energetico". Il lavoro di tesi è stato incentrato sulla caratterizzazione di dispositivi piezoelettrici, in grado di generare energia elettrica sfruttando l'energia derivante dalle vibrazioni meccaniche. I modelli realizzati sono stati implementati per simulare il comportamento del dispositivo piezoelettrico inserito all'interno del manto stradale. A Maggio 2020 consegue il titolo di Dottore di Ricerca in Elettronica Applicata, presso l'Università degli Studi di Roma Tre con la tesi dal titolo "Numerical Simulation and Analysis of Non-Linear Dynamic Systems for Electrical Applications". Corso di Dottorato in Elettronica Applicata sul tema "Identificazione di modelli e tecniche di ottimizzazione di dispositivi non lineari per applicazioni di ingegneria elettrica ed elettronica" presso l'Università degli Studi di Roma Tre. Durante il triennio, è stato svolto un periodo (Maggio 2019 – Novembre 2019) presso il Centro Ricerche ENEA di Casaccia; tutor: Ing. Francesco De Lia. Le attività svolte hanno riguardato l'implementazione di algoritmi basati sull'intelligenza artificiale per la previsione dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico con accumulo.

Il lavoro di tesi ha riguardato l'analisi e la simulazione di sistemi non-lineari mediante algoritmi di ottimizzazione basati sull'intelligenza artificiale. Le soluzioni proposte sono state implementate per modellare i comportamenti non-lineari alla base di alcune applicazioni elettriche: sistemi di accumulo e pannelli fotovoltaici. Assegno di ricerca (Settembre 2020 - ad oggi) presso l'Università degli Studi di Roma Tre. Le attività di ricerca in corso fanno parte del programma dal titolo "Sviluppo di strategie basate su

tecniche di intelligenza artificiale per la gestione dei flussi di potenza in Smart Building”. (responsabile Prof. Francesco Riganti Fulginei). Le strategie sono sviluppate e testate in collaborazione con il Centro Ricerche ENEA di Casaccia, che ha messo a disposizione impianti fotovoltaici connessi a sistemi di accumulo e smart building per validare le soluzioni proposte basate su tecniche di machine learning. Tutor: Ing. Francesco De Lia.

Martina Radicioni nasce a Roma il 04 Settembre 1991. A Marzo 2014 consegue la Laurea di primo livello in Ingegneria Elettronica presso l’Università degli Studi di Roma Tre con votazione 107/110, con tesi sperimentale dal titolo “Utilizzazione di reti neurali artificiali nell’ambito della modellazione di moduli fotovoltaici”. Utilizzazione di reti neurali artificiali nell’ambito della modellazione di moduli fotovoltaici. A Marzo 2016 consegue la Laurea Magistrale in Ingegneria Elettronica per l’industria e l’innovazione con votazione 110 e Lode/110 presso l’Università degli Studi di Roma Tre con tesi dal titolo “Configurazioni ottime di interconnessione di dispositivi piezoelettrici per l’energy harvesting”. Il lavoro di tesi è stato incentrato sullo sviluppo di modelli per l’ottimizzazione delle interconnessioni tra dispositivi piezoelettrici per la massimizzazione dell’energia prodotta dalle vibrazioni del manto stradale. A Maggio 2020 consegue il titolo di Dottore di Ricerca in Elettronica Applicata, presso l’Università degli Studi di Roma Tre con la tesi dal titolo “Advanced Circuit Modelling and Embedded Applications for Photovoltaic Energy Generation”. Corso di Dottorato in Elettronica Applicata sul tema “Modelli circuitali avanzati per celle, moduli e sistemi fotovoltaici” presso l’Università degli Studi di Roma Tre (Novembre 2016 – Ottobre 2019). Durante il triennio, è stato svolto un periodo (Maggio 2019 – Novembre 2019) presso il Centro Ricerche ENEA di Casaccia; tutor: Ing. Francesco De Lia. Le attività svolte hanno riguardato l’implementazione di algoritmi basati sull’intelligenza artificiale per la previsione dell’energia prodotta da un impianto fotovoltaico con accumulo.

Il lavoro di tesi ha riguardato lo studio delle principali questioni correlate all’ottimizzazione dell’energia elettrica prodotta da sistemi fotovoltaici e lo sviluppo di soluzioni atte alla massimizzazione dell’efficienza degli stessi. Sono state implementate strategie per la previsione dell’irradianza solare su impianti fotovoltaici e metodi per il recupero della potenza elettrica in condizioni di ombreggiamento, così come sistemi di monitoraggio delle performance di dispositivi fotovoltaici. Assegno di ricerca (Settembre 2020 - ad oggi) presso l’Università degli Studi di Roma Tre. Le attività di ricerca in corso fanno parte del programma dal titolo “Sviluppo di strategie basate su tecniche di intelligenza artificiale per la gestione dei flussi di potenza in Smart Building”. (responsabile Prof. Francesco Riganti Fulginei). Le attività sono svolte in collaborazione con il Centro Ricerche ENEA di Casaccia (sotto la guida dell’Ing. Francesco De Lia) che ha messo a disposizione i propri impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo per la validazione delle tecniche di intelligenza artificiale sviluppate.

Francesco Riganti Fulginei è nato a Gualdo Tadino (PG) il 18/09/1972. Ha conseguito la Laurea in Ingegneria Elettronica (vecchio ordinamento) nel dicembre 2000, discutendo la tesi dal titolo: “Algoritmi genetici applicati alla modellazione statica e dinamica di dispositivi a nucleo ferromagnetico”, presso l’Università degli Studi Roma Tre. Ha conseguito il titolo di Dottore di Ricerca in Ingegneria dell’Elettronica Biomedica, dell’Elettromagnetismo e delle Telecomunicazioni presso l’Università degli Studi Roma Tre in data 27/4/2007. Ha preso servizio in data 01/04/2008 come Ricercatore a tempo indeterminato per il SSD ING-IND/31 Elettrotecnica presso l’ex Facoltà di Ingegneria dell’Università degli Studi Roma Tre entrando a far parte dell’Unità di Elettrotecnica. Dal 2009 al 2015 ha conseguito, ogni anno, il titolo di Professore Aggregato per aver tenuto corsi assegnati per incarico dal Collegio didattico di Ingegneria Elettronica dell’Università Roma Tre. Nel 2014 ha conseguito l’idoneità all’Abilitazione Scientifica Nazionale (ASN), tornata 2013, Settore Concorsuale 09/E1 - SSD ING-IND/31 - II Fascia e dal 1/2/2016 è Professore Associato nel SSD ING-IND/31 Elettrotecnica presso il Dipartimento di Ingegneria – Sezione di Elettronica Applicata (SEA). È stato membro del Collegio dei Docenti della Sezione di Ingegneria dell’Elettronica Biomedica, dell’Elettromagnetismo e delle Telecomunicazioni della Scuola Dottorale di Ingegneria dell’Università degli Studi Roma Tre dal XXVI al XXVIII Ciclo, ultimo ciclo di attività della Scuola. È stato membro di tutti i Collegio

dei Docenti del Dottorato in Elettronica Applicata, Dipartimento di Ingegneria, Università degli Studi Roma Tre, accreditati presso il MIUR. Nel 2017 ha conseguito l'idoneità all'Abilitazione Scientifica Nazionale (ASN) 2016-2018, secondo quadrimestre, Settore Concorsuale 09/E1 - SSD ING-IND/31 - I Fascia. Dal 1/3/2018 è Professore Ordinario nel SSD ING-IND/31 Elettrotecnica presso il Dipartimento di Ingegneria – Sezione di Elettronica Applicata (SEA). Francesco Riganti Fulginei ricerca e sviluppa sistemi intelligenti basati su algoritmi numerici e in particolari di machine learning. Tali algoritmi possono essere anche appositamente codificati per applicazioni specifiche come microcontrollori o sistemi mobili. La ricerca si estende anche alla gestione ottimizzata dell'energia da fonti rinnovabili e alla progettazione di sensori intelligenti (smart sensors). I prodotti generati spesso sono totalmente proprietari, così da generare dispositivi o librerie ottimizzate. Francesco Riganti Fulginei, inoltre, sviluppa algoritmi di intelligenza artificiale per applicazioni musicali, audio/video e artistiche. I risultati più significativi di queste attività sono stati presentati nel corso delle maggiori conferenze internazionali del settore quali COMPUMAG, OIPE, ISEF, AIM, etc..., anche patrocinate dall'IEEE, e sono apparsi su qualificate riviste internazionali, ricevendo apprezzamento e riconoscimento anche con premi internazionali. Francesco Riganti Fulginei è associate editor di prestigiose riviste internazionali inoltre è: Member of the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Member of the IEEE Magnetic Society, Member of the CIRIAF Scientific Council, Member of International Compumag Society.