



Ricerca di Sistema elettrico

Individuazione dei modelli matematici più
rappresentativi dei sistemi di accumulo da
utilizzare per la messa a punto del modello di
simulazione degli impianti

Francesco De Lia, Salvatore Castello.

INDIVIDUAZIONE DEI MODELLI MATEMATICI PIÙ RAPPRESENTATIVI DEI SISTEMI DI ACCUMULO DA UTILIZZARE
PER LA MESSA A PUNTO DEL MODELLO DI SIMULAZIONE DEGLI IMPIANTI

Francesco De Lia, Salvatore Castello (ENEA)

Settembre 2016

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2015

Area: Trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Progetto: Sistemi di accumulo di energia per il sistema elettrico

Obiettivo: Studi sulla gestione di sistemi di accumulo integrati con sistemi di produzione e/o consumo

Responsabile del Progetto: Pier Paolo Prosini, ENEA

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 SISTEMI DI ACCUMULO INTEGRATI IN IMPIANTI FOTOVOLTAICI	6
2.1 NORMATIVA DI RIFERIMENTO	6
2.2 SdA POSIZIONATI NELLA PARTE DC DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	6
2.3 SdA POSIZIONATI NELLA PARTE AC DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	7
3 MODELLI DI SIMULAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI CON ACCUMULO	11
4 MODELLISTICA DEI SISTEMI DI ACCUMULO.....	12
4.1 MODELLO DELLE BATTERIE.....	12
4.2 MODELLO DEL CONVERTITORE DC/AC	14
4.3 MODELLO DELL'ENERGY MANAGEMENT SYSTEM (EMS)	15
4.3.1 <i>Strategia di gestione dell'Accumulo finalizzata all'autoconsumo</i>	16
4.3.2 <i>Strategia di gestione dell'Accumulo finalizzata al peak-shaving</i>	16
5 MODELLISTICA DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO E DEL CARICO DI UTENTE	17
6 RISULTATI DELLE SIMULAZIONI.....	20
6.1 ANALISI DELLE GRANDEZZE RELATIVE AL SISTEMA DI ACCUMULO (DURATA UNA SETTIMANA)	20
6.2 ANALISI DELLE STRATEGIE DI GESTIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO (DURATA UN ANNO)	22
6.3 ANALISI DELL'AUTOCONSUMO E DELL'AUTOSUFFICIENZA ENERGETICA	25
6.4 ANALISI DELLE GRANDEZZE RELATIVE AL PUNTO DI CONNESSIONE CON LA RETE.	27
6.5 CONFRONTO ECONOMICO TRA STRATEGIE DI GESTIONE DEL SISTEMA DI ACCUMULO	29
6.6 ANALISI DEI RENDIMENTI DI SISTEMA DI IMPIANTI FOTOVOLTAICI CON ACCUMULO IN DC E AC.....	29
7 CONCLUSIONI.....	32
8 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	33

Sommario

Negli ultimi anni è cresciuto a livello mondiale l'interesse verso i sistemi di accumulo integrati con sistemi di produzione e consumo tanto che in alcuni paesi hanno iniziato ad incentivarli. Uno di questi paesi è la Germania dove dal 2013 a fine 2015, grazie ad incentivi mirati, sono stati installati circa 19.000 sistemi di accumulo integrati in impianti fotovoltaici ad uso residenziale. La presenza dell'accumulo presso l'utente finale consente da un lato di massimizzare l'autoconsumo dall'altro presenta vantaggi anche per il Sistema Elettrico in quanto è in grado di fornire servizi alla Rete.

Il documento descrive dapprima la normativa tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti di distribuzione illustrando le due modalità di inserimento dei sistemi di accumulo negli impianti fotovoltaici e poi passa a descrivere la modellistica adottata. Sono stati modellati gli impianti con accumulo connesso sul lato DC e AC di un impianto fotovoltaico e ne sono state confrontate le prestazioni tecniche ed economiche. La modellistica ha anche riguardato i diversi sottosistemi, ovvero le batterie, anche di diverse tecnologie, l'impianto fotovoltaico, i convertitori di potenza, il carico di utente, la rete elettrica di distribuzione e l'Energy Management System che è il gestore dei flussi energetici.

La modellistica sviluppata è stata utilizzata all'interno di un simulatore con il quale sono state lanciate simulazioni in cui le grandezze d'interesse, elettriche ed economiche, sono state determinate su base annua con un campionamento di un secondo. Grazie al simulatore è stato possibile eseguire analisi comparative tra alcune modalità di gestione dell'accumulo come la *massimizzazione dell'autoconsumo* e il *peak-shaving*.

Il simulatore potrà essere utilizzato per sviluppare e testare ulteriori strategie di gestione dell'accumulo, come ad esempio le strategie Smart che fanno uso di previsioni meteo e/o di algoritmi di apprendimento. Infine, il documento valuta la convenienza economica dei sistemi di accumulo in impianti di produzione e consumo in presenza dei meccanismi di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in vigore in Italia.

1 Introduzione

Il documento riporta uno studio delle necessità e modalità di gestione e controllo di sistemi di accumulo integrati con impianti di produzione fotovoltaica in applicazioni residenziali e commerciali finalizzato alla valutazione tecnico ed economica e trova collocazione nel più generale tema di ricerca “Materiali e tecnologie per l’accumulo di energia per il sistema elettrico” ed in particolare nel progetto C.5 “Sistemi di accumulo di energia per il sistema elettrico”, di cui al PAR 2015. Le motivazioni circa il lavoro svolto sorgono dalla constatazione che nonostante numerosi lavori sui sistemi di accumulo mancava uno studio che portasse a definire una modellistica adeguata per i sistemi di accumulo integrati in impianti di produzione e consumo in grado di studiare le diverse modalità di gestione dell’accumulo e di valutare l’impatto tecnico economico per l’utente finale.

2 Sistemi di Accumulo integrati in impianti fotovoltaici

Negli ultimi anni la potenza fotovoltaica installata in Italia è cresciuta notevolmente come dimostrano i 18,7 GW di sistemi collegati alla rete elettrica pubblica. Nonostante questi sistemi siano attualmente in grado di coprire quasi l'8% dell'attuale fabbisogno energetico nazionale, l'aleatorietà della fonte e la conseguente difficoltà di effettuare delle previsioni di produzione a breve e medio termine richiede l'introduzione di un nuovo modello di produzione in cui l'utente finale non si limiti a produrre energia ma sia anche in grado di controllare in modo intelligente i flussi di potenza del proprio impianto divenendo così partecipante attivo nel mercato dell'energia.

In questo contesto, i Sistemi di Accumulo di energia (SdA) integrati negli impianti fotovoltaici presso l'utente, possono rappresentare un modello di sviluppo efficace a risolvere le necessità ed i problemi specifici come attualmente dimostrato in Germania ed anche negli Stati Uniti dove tali sistemi sono incentivati. La presenza dell'accumulo in loco consente da un lato di massimizzare l'autoconsumo dell'utente, dall'altro presenta vantaggi anche per il Sistema Elettrico in quanto è in grado di fornire servizi di Rete, come ad esempio il contributo alla regolazione della tensione e frequenza di Rete, nonché la riduzione delle perdite elettriche sulla rete di distribuzione. La gestione intelligente di generazione locale, soprattutto a livello residenziale e commerciale, con accumulo ed immissione in rete ottimizzato in base alle condizioni al contorno, può rappresentare un motivo ulteriore di sviluppo del fotovoltaico e la partenza del mercato dei SdA in Italia. L'accumulo di energia presenta, infatti, numerose opportunità che ben si associano al processo evolutivo di un modello di sistema elettrico più flessibile ed intelligente in grado di gestire un flusso bidirezionale di energia avvalendosi delle qualità proprie dei sistemi di accumulo. I sistemi di accumulo oltre a permettere uno sfruttamento ottimale delle risorse energetiche dal punto di vista dell'utente, si trovano a svolgere inoltre una serie di funzioni strategiche quali il disaccoppiamento temporale fra produzione e consumo, favorendo una maggiore penetrazione dei sistemi di generazione a fonte rinnovabile. Un sistema di accumulo opportunamente dimensionato e gestito può effettuare il taglio dei picchi tipici del fotovoltaico (Peak Shaving), garantendo all'utente finale un vantaggio economico grazie all'ottimizzazione delle tariffe.

Infine, i sistemi di accumulo con caratteristiche opportune, adeguatamente dimensionati, gestiti e interfacciati alla rete con le nuove tipologie di inverter sono sempre più spesso utilizzati in applicazioni di Power Quality, per migliorare la qualità dei parametri di rete. Gli aspetti di Power Quality sono particolarmente importanti nel caso delle reti di GD, costituite da generatori, spesso a fonte rinnovabile e spesso interfacciati alla rete tramite convertitori elettronici.

2.1 Normativa di riferimento

Le norme tecniche di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica sono rispettivamente le CEI 0-21 e CEI 0-16. Tali norme hanno visto nel corso degli anni diversi aggiornamenti. Nel dicembre 2014, sono uscite le varianti V1 alle suddette norme che insieme ai provvedimenti dell'AEGGSI (Delibere 574/2014/R/eel e 642/2014/R/eel), che specificano i servizi di rete richiesti ai sistemi di accumulo, ne completano il quadro regolatorio.

L'ultima versione della CEI 0-21 è uscita a Luglio 2016 ha di fatto comportato l'estensione del campo di applicazione delle prescrizioni relative agli utenti attivi anche agli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 1 kW e ha introdotto alcune modifiche relativamente al Sistema di Protezione di Interfaccia, nonché ai servizi di rete da erogare da parte dell'inverter. Sono altresì state definite nell'Allegato Bbis le modalità di prova per la verifica della rispondenza ai requisiti normativi dei medesimi sistemi di accumulo.

2.2 SdA posizionati nella parte DC dell'impianto fotovoltaico

La prima modalità di posizionamento di un SdA è quella che prevede il suo collegamento nella parte DC dell'impianto fotovoltaico. Tipicamente il SdA è connesso, mediante un proprio DC/DC converter, a valle del

DC/DC converter che implementa la logica del MPPT del generatore fotovoltaico. Come si avrà modo di vedere più avanti nel documento, tale posizionamento del SdA garantisce maggiori rendimenti di sistema rispetto al posizionamento in AC, ma risulta meno flessibile. Il convertitore DC/AC, condiviso dal SdA e dal generatore fotovoltaico, può essere unidirezionale ed in tal caso le batterie del SdA si caricano solo dal fotovoltaico, o bidirezionale in tal caso le batterie possono essere caricate anche da Rete.

Tale scelta è implementata dall' Energy management System (EMS) che gestisce i flussi energetici del SdA e che comanda il convertitore DC/AC.

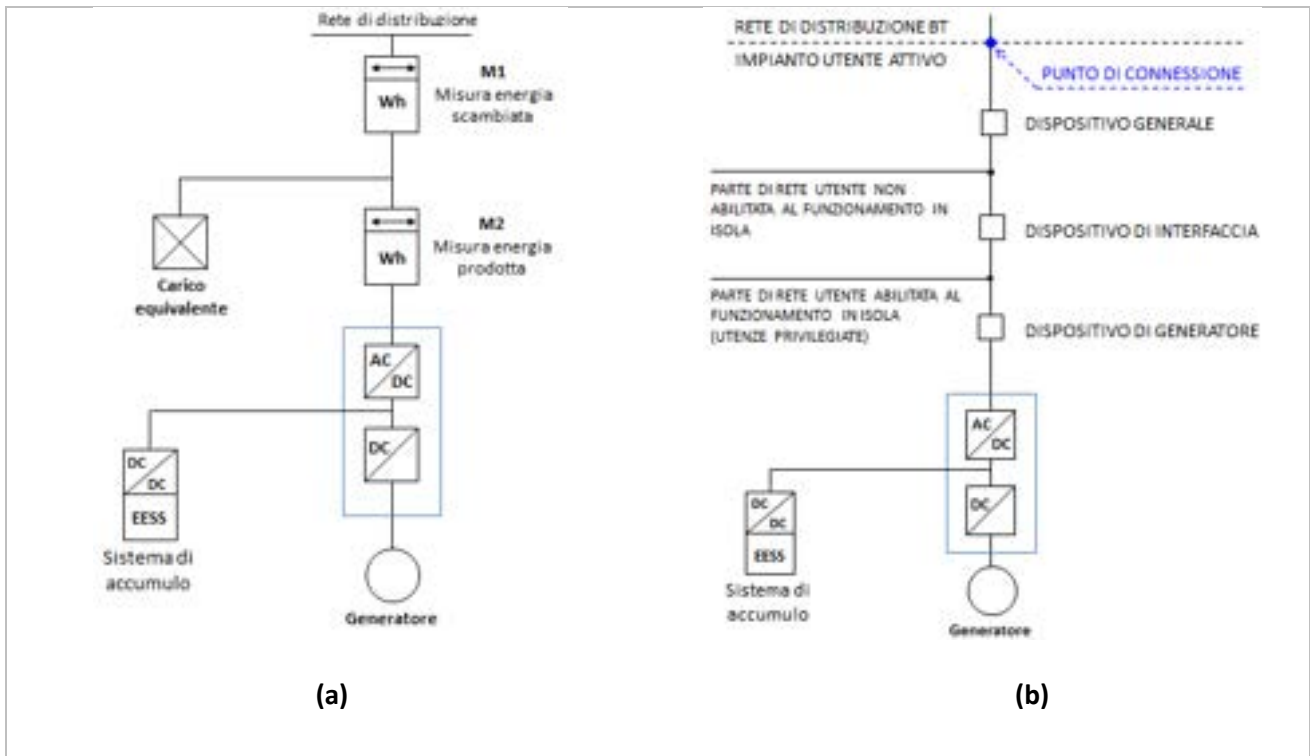


Figura 1. Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente continua.
(a) misuratori di energia - (b) schemi di connessione e dispositivi di protezione.

Il contatore di produzione M2, diversamente da un impianto fotovoltaico grid-connected convenzionale, deve essere bidirezionale per contabilizzare l'eventuale energia prelevata dalla Rete ed immessa nel SdA.

Dal punto di vista dei dispositivi di protezione, il SdA ed il generatore fotovoltaico vengono visti come un unico sistema e quindi condividono un unico DG, DDI e DDG.

2.3 SdA posizionati nella parte AC dell'impianto fotovoltaico

Questa tipologia di posizionamento presenta una maggiore flessibilità rispetto alla modalità precedente in quanto non è necessario modificare un impianto fotovoltaico preesistente e quindi si presta bene ad interventi di tipo retrofit. A seconda del punto di connessione del SdA, è possibile distinguere due casi:

- SdA connesso a valle del contatore di produzione M2.
- SdA connesso a monte del contatore di produzione M2.

Nel caso di SdA connesso a valle del contatore M2, come già visto per il caso del posizionamento in DC, i dispositivi di protezione DG, DDI e DDG sono condivisi tra il generatore e il SdA e il contatore M2 è bidirezionale (Figura 2).

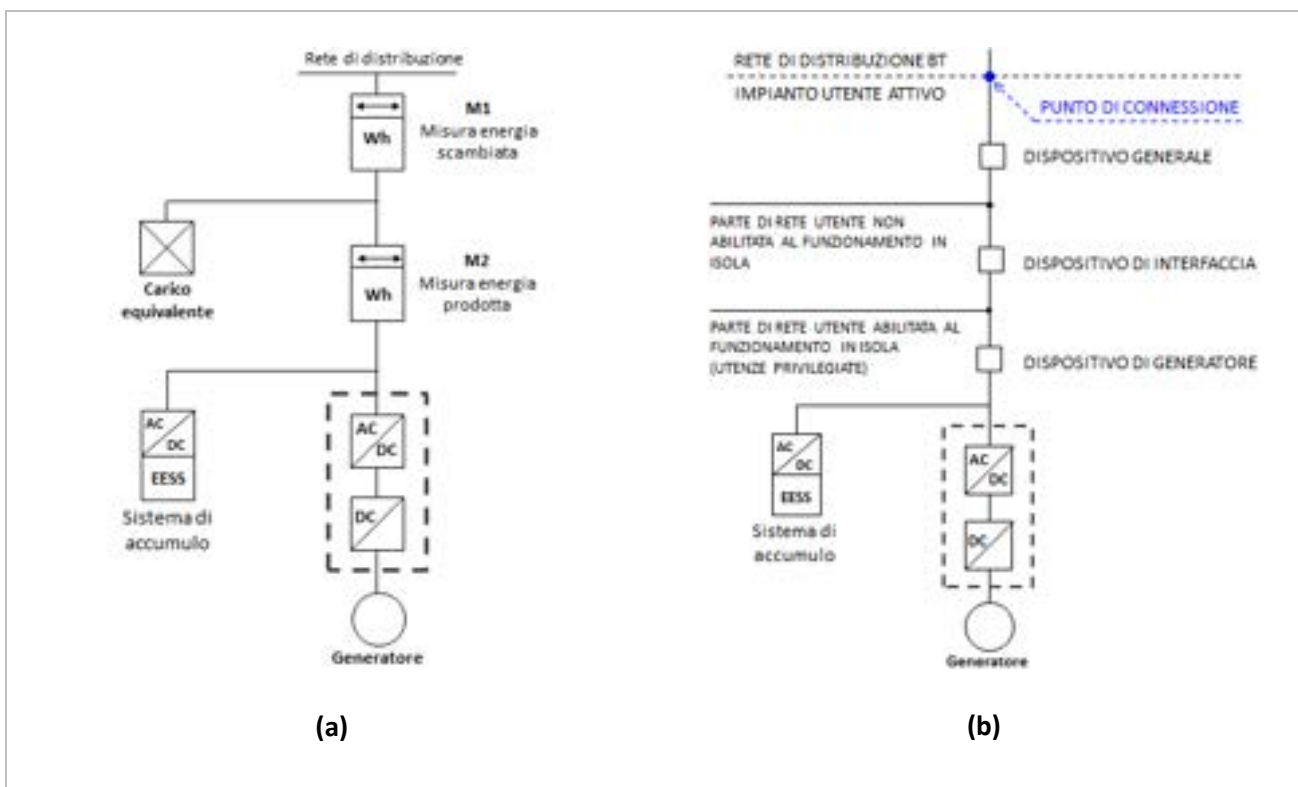


Figura 2. Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore di produzione M2. misuratori di energia - (b) schemi di connessione e dispositivi di protezione

Il collegamento del SdA a monte del contatore di produzione M2 comporta invece due configurazioni possibili in relazione al posizionamento dei DDI presenti nell'impianto (caso (b) della Figura 3).

Nel primo caso il DDI è condiviso tra l'impianto fotovoltaico e il SdA, eventualmente può essere previsto un secondo DDI nel caso in cui si voglia gestire i carichi in isola in modo differenziato. In tal caso, qualora le condizioni impiantistiche lo prevedano, è possibile gestire una parte della rete in isola con l'impianto fotovoltaico (naturalmente abilitato a tale tipo di funzionamento) e la parte rimanente dell'isola gestita dal SdA. In questo caso, il DDI aggiuntivo deve essere aperto dallo stesso comando di scatto proveniente dalla protezione di interfaccia (SPI).

Nel secondo caso, SdA e impianto fotovoltaico afferiscono a DDI distinti e quindi il funzionamento in isola se le condizioni impiantistiche lo richiedono può essere gestito con logiche distinte. Si può ad esempio prevedere che solo uno dei due sistemi preveda il funzionamento in isola, (ad esempio l'impianto fotovoltaico raffigurato in Figura 3 caso (c) mentre il SdA non è abilitato a tale tipo di funzionamento, o viceversa).

Il posizionamento del SdA a monte del contatore di produzione M2 obbliga la presenza di un terzo contatore M3 nei casi in cui l'impianto fotovoltaico è incentivato con tariffe omnicomprendenti (5 CE) e/o beneficiano di prezzi minimi garantiti in quanto è necessario conoscere l'energia scambiata dal SdA.

Per gli impianti che sono invece incentivati solo sulla base dell'energia prodotta o che non godono di incentivi il contatore M3 non è richiesto.

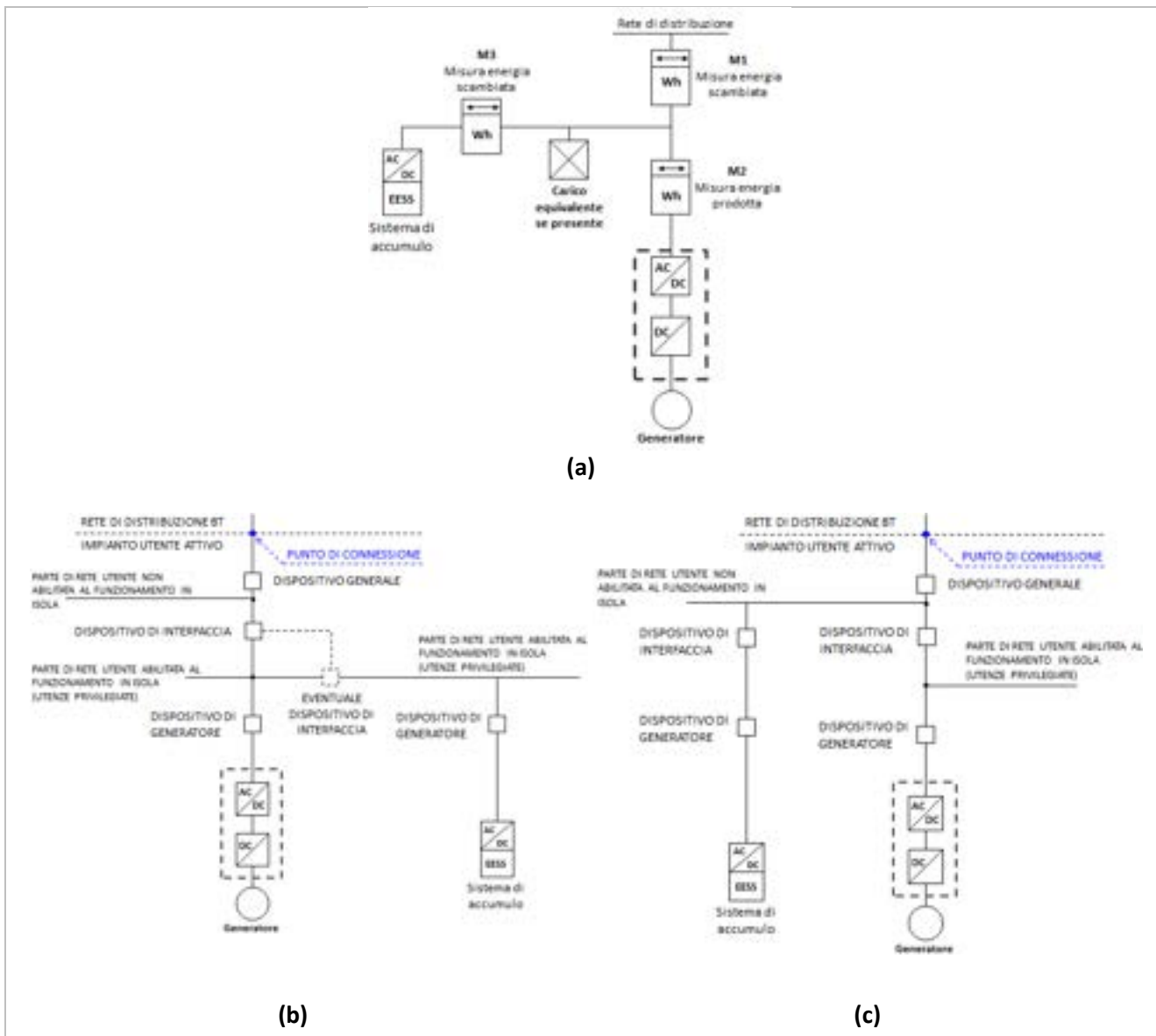


Figura 3. Sistema di accumulo connesso nella parte di impianto in corrente alternata a monte del contatore di produzione M2. (a) misuratori di energia - (b) e (c) schemi di connessione e dispositivi di protezione.

L'ultimo caso di posizionamento del SdA riguarda un utente passivo che non è dotato di impianto di produzione (es: fotovoltaico) e che decide di installare un SdA perché intende disporre di una funzione di backup energetico. Il fatto di installare un SdA, anche in assenza di un impianto di produzione, comporta una modifica del profilo di scambio con la Rete e quindi l'utente diventa un utente attivo e pertanto obbligato ad installare i dispositivi di protezione previsti per questa tipologia di utenza (DDG, DDle DG). Per questo posizionamento, non è necessario installare contatori aggiuntivi ma è sufficiente la presenza del contatore di scambio M1 che però deve essere bidirezionale.

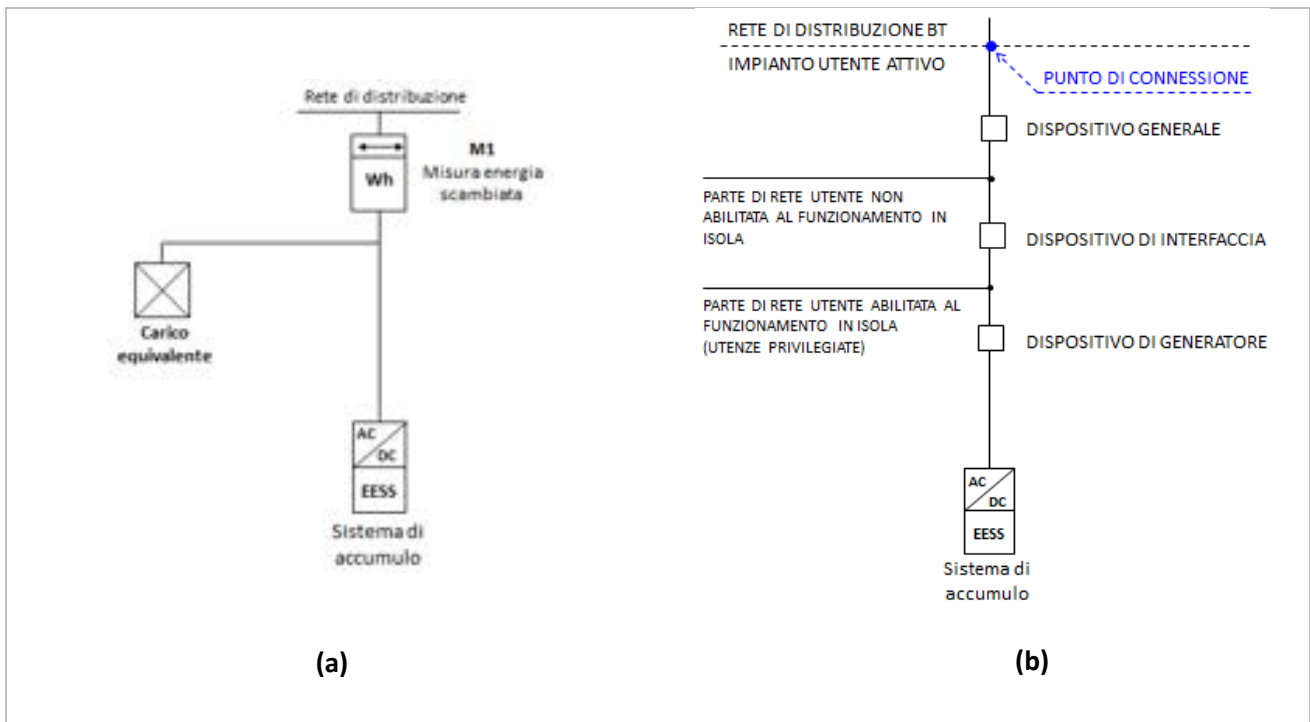


Figura 4. Utente con sistema di accumulo.
 (a) misuratore di energia - (b) schema di connessione e dispositivi di protezione.

3 Modelli di simulazione degli impianti fotovoltaici con accumulo

La modellistica è stata sviluppata in ambiente Matlab-Simulink e riguarda il generatore fotovoltaico, l'inverter fotovoltaico, il sistema di accumulo comprensivo delle batterie e del convertitore bidirezionale che ne gestisce la carica/scarica, il gestore dei flussi energetici (EMS), l'utenza e la rete elettrica. I dati di ingresso necessari al simulatore sono le variabili meteo, il profilo di carico dell'utenza ed altre variabili di tipo economico, tra cui il PZO (prezzo zonale orario) relativo al sito di installazione dell'impianto e il PUN (prezzo unico nazionale). Per ciò che riguarda le variabili meteo, il simulatore considera in ingresso i dati di irradianza solare sul piano dei moduli e di temperatura dei moduli e può estendere le analisi ad un anno intero con un campionamento temporale di un secondo. Tali dati sono ottenibili da misurazioni dedicate o, in alternativa, attraverso stime ottenibili dai dati d'irradianza solare sul piano orizzontale, dalla temperatura ambiente e da altri parametri che sono legati al modulo fotovoltaico utilizzato e alla tipologia d'installazione dell'impianto. Sono stati modellati gli impianti con accumulo connesso sul lato DC e AC di un impianto fotovoltaico al fine di confrontare le prestazioni in termini economici e impiantistici delle due soluzioni.

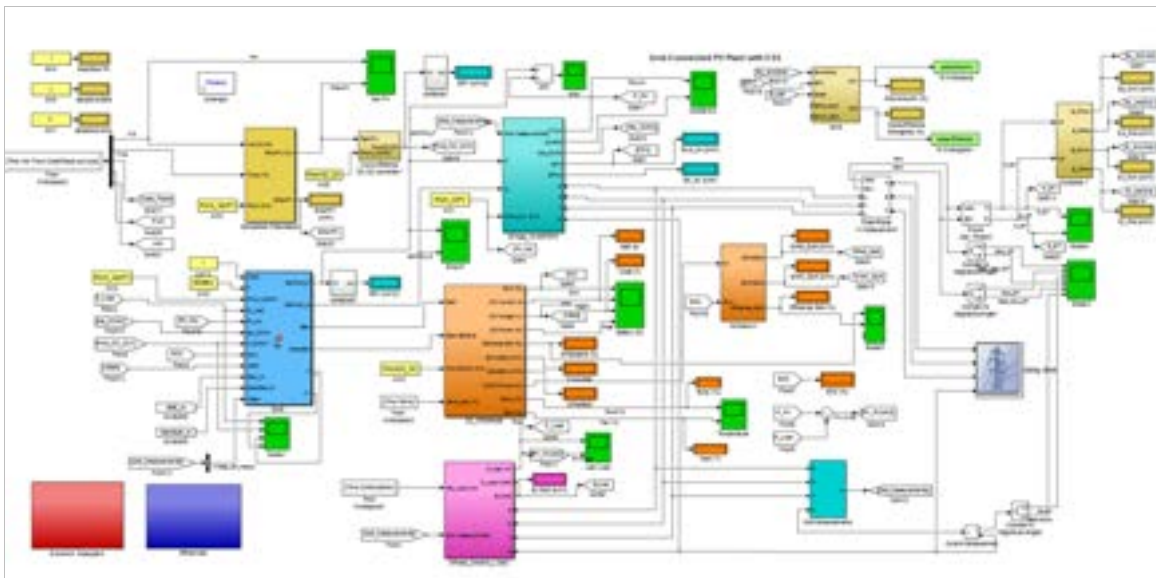


Figura 5. Modello del simulatore d'impianto con SdA connesso sul lato DC di un impianto FV.

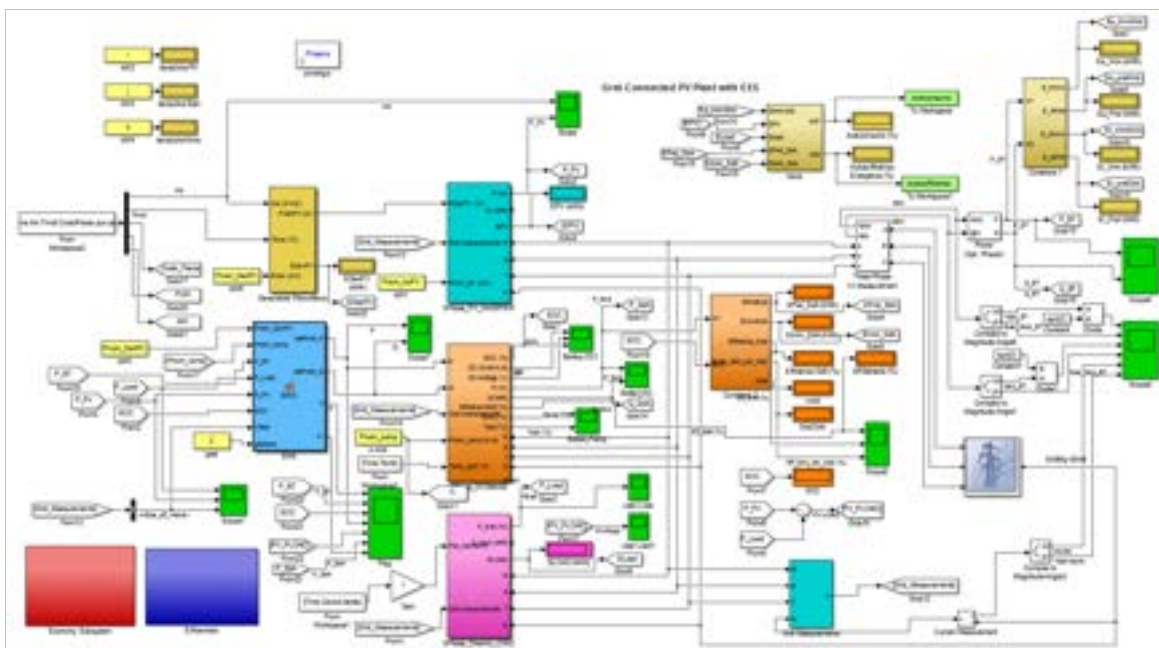


Figura 6. Modello del simulatore d'impianto con SdA connesso sul lato AC di un impianto FV.

Nelle figure sono riportati in basso a sinistra i modelli che eseguono l'analisi economica e che quantificano i rendimenti di sistema. Il simulatore è in grado di valutare tutte le grandezze elettriche presenti sull'impianto comprese quelle che riguardano il punto di connessione con la Rete.

4 Modellistica dei sistemi di accumulo

Un Sistema di Accumulo è un insieme di apparecchiature composto da batterie, sistemi di conversione mono o bidirezionale 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). Tali apparecchiature possono essere dedicate unicamente al sistema di accumulo o svolgere altre funzioni all'interno dell'impianto di Utente.

Nel presente documento sono state modellate le batterie, con il loro modello termico, i convertitori DC/DC e DC/AC e l'EMS, tralasciando il modello del BMS poiché esula dagli obiettivi del lavoro. Sono state anche modellate diverse strategie di gestione dell'accumulo, ed in particolare la massimizzazione dell'autoconsumo e il Peak-Shaving. Tali strategie sono state implementate nell'EMS mediante script Matlab. Ulteriori strategie di gestione dell'accumulo possono essere definite in quanto il modello è aperto e personalizzabile.

4.1 Modello delle Batterie

Il modello delle batterie utilizzato è costituito da un generatore di tensione e una resistenza interna i cui valori dipendono in modo dinamico dallo stato delle batterie. Nel modello si è tenuto conto dell'effetto della temperatura per le batterie al Liti-ione che a sua volta dipende dalla temperatura ambiente, dalla corrente erogata/assorbita e da alcuni parametri termici.

Il modello¹ si specializza a seconda della tecnologia di batteria. Nel documento si riporta il caso dello Liti-ione in quanto è la tecnologia di maggiore interesse per le applicazioni residenziali.

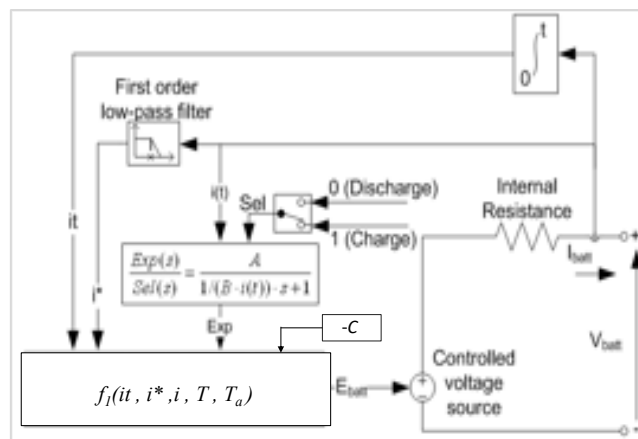


Figura 7. Modello delle batterie

La tensione del generatore di tensione è calcolabile con la funzione f_1 che dipende dalla capacità estratta dalla batteria, dalla corrente erogata/assorbita, dalla temperatura ambiente, dalla temperatura delle celle e dai parametri A , B , C e K .

in fase di scarica ($i > 0$) si ha:

$$f_1(it, i^*, i, T, T_a) = E_0(T) - K(T) \cdot \frac{Q(T_a)}{Q(T_a) - it} \cdot (i^* + it) + A \cdot \exp(-B \cdot it) - C \cdot it$$

$$V_{batt}(T) = f_1(it, i^*, i, T, T_a) - R(T) \cdot i$$

¹ E' il modello nativo di Matlab-Simulink.

In fase di carica ($i < 0$) si ha:

$$f_1(it, i, T, T_a) = E_0(T) - K(T) \cdot \frac{Q(T_a)}{it + 0.1 \cdot Q(T_a)} \cdot i + -K(T) \cdot \frac{Q(T_a)}{Q(T_a) - it} \cdot it + A \cdot \exp(-B \cdot it) - C \cdot it$$

$$V_{\text{batt}}(T) = f_1(it, i, T, T_a) - R(T) \cdot i,$$

Con:

$$E_0(T) = E_0|_{T_{\text{ref}}} + \frac{\partial E}{\partial T} (T - T_{\text{ref}})$$

$$K(T) = K|_{T_{\text{ref}}} \cdot \exp\left(\alpha \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{\text{ref}}}\right)\right)$$

$$Q(T_a) = Q|_{T_a} + \frac{\Delta Q}{\Delta T} \cdot (T_a - T_{\text{ref}})$$

$$R(T) = R|_{T_{\text{ref}}} \cdot \exp\left(\beta \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{\text{ref}}}\right)\right),$$

Dove:

E_{batt} = Nonlinear voltage (V)

E_0 = Constant voltage (V)

$\text{Exp}(s)$ = Exponential zone dynamics (V)

$\text{Sel}(s)$ = Represents the battery mode. $\text{Sel}(s) = 0$ during battery discharge, $\text{Sel}(s) = 1$ during battery charging.

K = Polarization constant (Ah^{-1}) or Polarization resistance (Ohms)

i^* = Low frequency current dynamics (A)

i = Battery current (A)

it = Extracted capacity (Ah)

Q = Maximum battery capacity (Ah)

A = Exponential voltage (V)

B = Exponential capacity (Ah^{-1})

T_{ref} = Nominal ambient temperature (K)

T = Cell or internal temperature (K)

T_a = Ambient temperature (K)

E/T = Reversible voltage temperature coefficient (V/K)

α = Arrhenius rate constant for the polarization resistance

β = Arrhenius rate constant for the internal resistance

$\Delta Q/\Delta T$ = Maximum capacity temperature coefficient (Ah/K)

C = Nominal discharge curve slope (V/Ah). For lithium-ion batteries with less pronounced discharge curves (such as lithium iron phosphate batteries), this parameter is set to zero.

La temperatura interna delle celle $T(t)$ di cui si compone la batteria è espressa come:

$$T(t) = L^{-1} \left(\frac{P_{loss} R_{th} + T_a}{1 + s \cdot t_c} \right)$$

Dove:

R_{th} = Thermal resistance, cell to ambient (°C/W)

t_c = Thermal time constant, cell to ambient (s)

P_{loss} is the overall heat generated (W) during charge/discharge process and is given by

$$P_{loss} = (E_0(T) - V_{batt}(T)) \cdot i + \frac{\partial E}{\partial T} \cdot i \cdot T.$$

I valori dei parametri R_{th} e t_c caratterizzano il comportamento termico delle batterie e cambiano a seconda della costruzione della batteria e dell'applicazione². Le simulazioni riportate nel presente documento si basano su valori preliminari che dovranno essere validati sul campo nella fase di sperimentazione dell'impianto dimostrativo.

4.2 Modello del convertitore DC/AC

Il convertitore DC/AC è stato modellato con generatori di corrente alternata in cui modulo e fase dipendono dai setpoint di potenza P e Q forniti dal gestore dei flussi energetici (EMS). I setpoint tengono conto della potenza del carico, della potenza in uscita dal generatore fotovoltaico (caso accumulo in DC) o all'inverter fotovoltaico (caso accumulo in AC), del SOC e della tensione di rete. Per semplicità si riporta in Figura 8 solo il modello del convertitore DC/AC relativo al caso di accumulo posizionato sul lato DC dell'impianto fotovoltaico in quanto per posizionamento in AC il modello è concettualmente analogo.

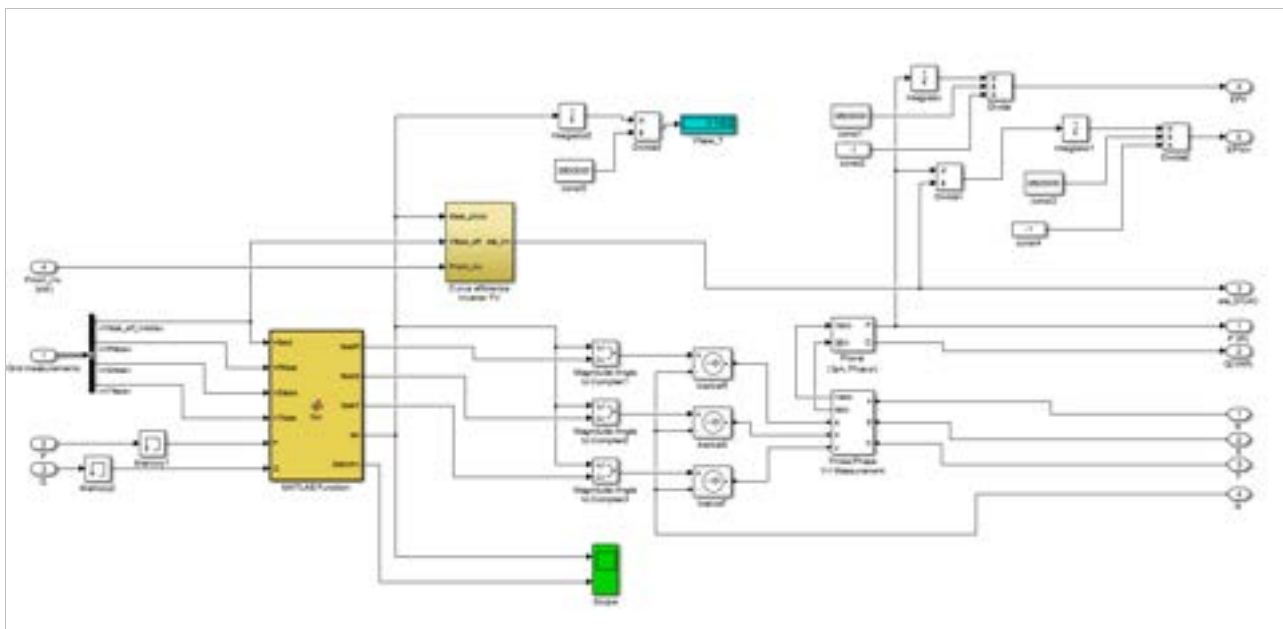


Figura 8. Modello del convertitore DC/AC.
(caso accumulo sul lato DC di un impianto FV).

² Si pensi alla presenza o meno di canali di ventilazione tra le celle o la presenza o meno di sistemi di ventilazione forzata.

Com'è noto i convertitori di potenza hanno dei rendimenti che dipendono dalla potenza al loro ingresso. Modellare questo comportamento è importante se si vuole quantificare il rendimento di sistema quanto più precisamente possibile. Le due figure che seguono mostrano il modello adottato per implementare una curva di rendimento e la curva che è stata utilizzata nelle simulazioni.

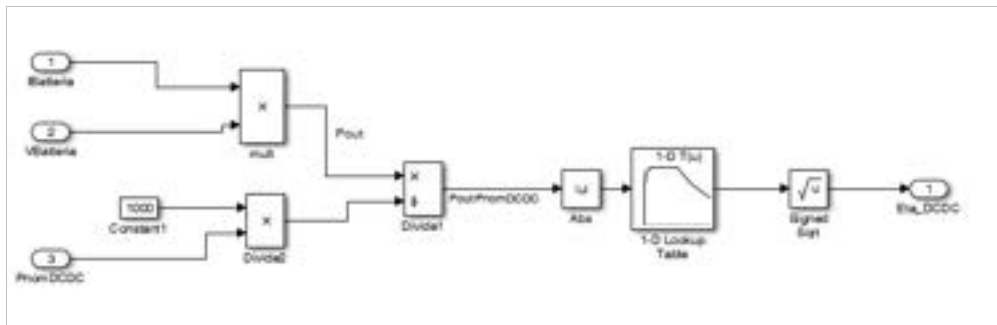


Figura 9. Modello per il calcolo della curva di rendimento del convertitore DC/AC. (caso accumulo sul lato DC di un impianto FV).

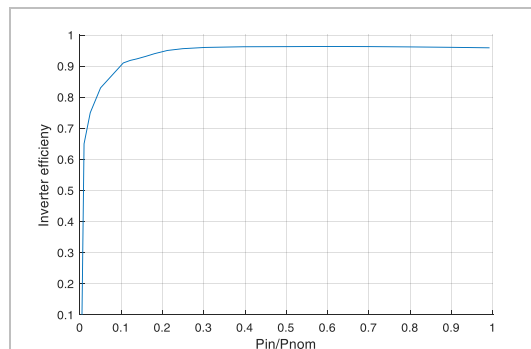


Figura 10. Curva di rendimento del convertitore DC/AC.

E' possibile modellare convertitori monofase e trifase mentre la curva di rendimento è personalizzabile a seconda del convertitore effettivamente impiegato.

4.3 Modello dell'Energy Management System (EMS)

Il dispositivo dove vengono implementate le diverse strategie di gestione dell'accumulo è l'EMS. Le informazioni di cui ha bisogno l'EMS sono: la potenza richiesta dal carico (P_{Load}), la potenza erogata dall'impianto fotovoltaico (P_{PV}), lo stato di carica del pacco batterie (SOC) nonché il valore della tensione di rete (V_{fase}) ed altri parametri secondari. Sulla base di queste informazioni, e a seconda della strategia di gestione adottata (es. massimizzazione dell'autoconsumo), l'EMS impone dei Set-Point di potenza al sistema di accumulo (caso accumulo in AC) o al convertitore bidirezionale DC/AC (caso accumulo in DC).

Le strategie di gestione modellate sono state:

- Massimizzazione autoconsumo;
- Peak-shaving;

Altre strategie possono essere sviluppate in quanto basta definire l'apposito script e caricarlo nell'EMS.

Tra gli algoritmi di gestione implementati nell'EMS vi è anche quello che contribuisce alla regolazione della tensione di rete nel rispetto alla normativa tecnica vigente³. Nel caso specifico l'EMS impone al SdA/convertitore DC/AC la generazione di potenza reattiva (Q) secondo quanto indicato nella Figura 11, dove V_n è la tensione nominale di rete.

³ Fig. 39 della norma CEI 0-21 V1 (Dicembre 2014).

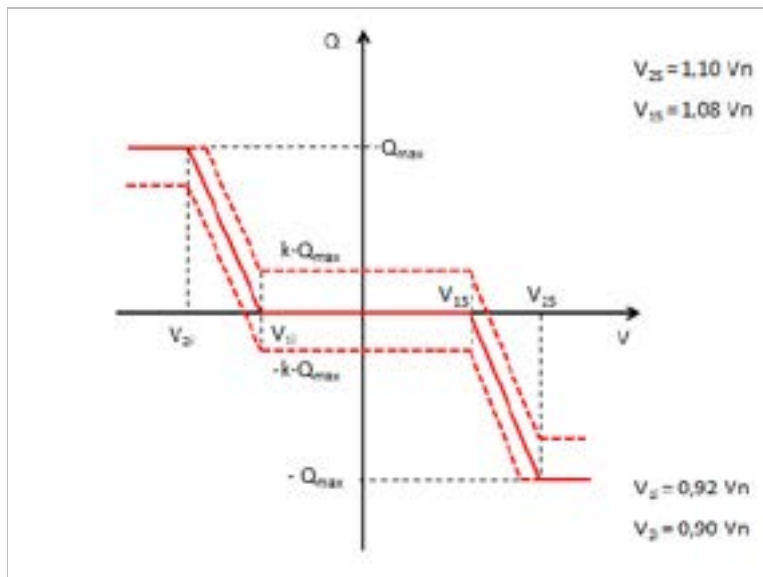


Figura 11. Curve caratteristiche standard $Q = f(V)$

4.3.1 Strategia di gestione dell'Accumulo finalizzata all'autoconsumo

Di norma è la strategia di gestione utilizzata dagli inverter fotovoltaici con accumulo commerciali che garantisce all'utente finale i maggiori benefici economici poiché massimizza l'autoconsumo. Con questa modalità di gestione, come mostrato in Figura 12, un'eccedenza di produzione del fotovoltaico rispetto al carico va a caricare la batteria fintantoché questa non raggiunge lo stato di carica massimo (SOC=100%).

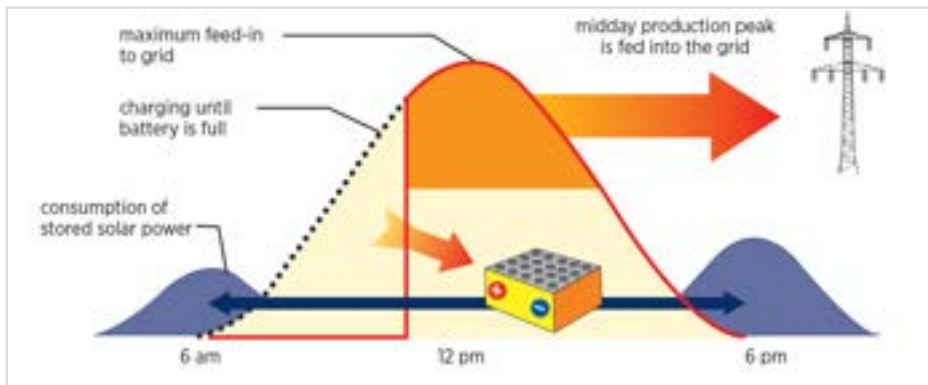


Figura 12. Flussi energetici con strategia finalizzata all'autoconsumo.

Questa strategia, tuttavia non è ottimizzata per la Rete. Infatti, durante le giornate perfettamente soleggiate, una volta che la batteria ha raggiunto il suo stato di carica massimo, i picchi di produzione vengono immessi in rete proprio quando la produzione è massima. Si ha quindi un aumento repentino di immissione di potenza. Se un numero elevato di sistemi gestiti in questo modo sono connessi nella stessa area si possono causare innalzamenti improvvisi della tensione di rete a livelli tali da richiedere tagli di potenza ai sistemi stessi.

4.3.2 Strategia di gestione dell'Accumulo finalizzata al peak-shaving

Una diversa strategia di gestione, ottimizzata per la rete, è quella che prevede la carica della batteria durante i periodi in cui l'immissione in rete risulti elevata (Figura 13). Può essere definita una soglia di potenza superata la quale il sistema di accumulo è chiamato ad intervenire assorbendo gli eccessi di potenza. Tale soglia è di norma una aliquota della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico⁴.

⁴ In Germania, dove i sistemi di accumulo abbinati ad impianti fotovoltaici sono incentivati dal 2013, tale aliquota è stata fissata al 60%.

Adottando questa strategia di gestione i benefici economici per l'utente finale diminuiscono rispetto alla gestione finalizzata all'autoconsumo.

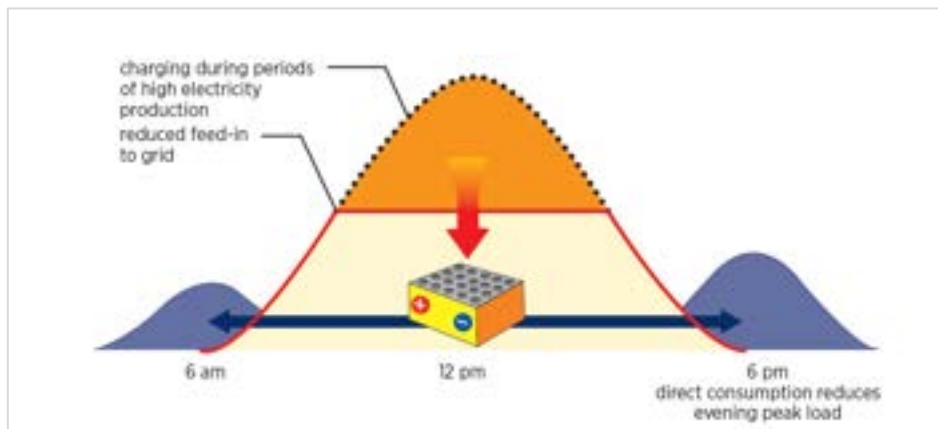


Figura 13. Flussi energetici strategia finalizzata al peak-shaving in immissione.

Nel paragrafo relativo alle simulazioni sono stati analizzati gli effetti prodotti dalle due strategie di gestione dell'accumulo sopradescritte sulle grandezze elettriche riferite alla batteria e al punto di connessione con la Rete.

5 Modellistica del Generatore Fotovoltaico e del Carico di Utente

Per quanto concerne il generatore fotovoltaico il modello tiene conto delle variabili meteo, della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico e delle perdite elettriche tipiche degli impianti.

Fissata la potenza nominale del generatore fotovoltaico e noti l'irradianza solare, il coefficiente di temperatura della potenza dei moduli, la temperatura dei moduli e quantificate le "altre perdite" (perdite Ohmiche, mismatch elettrico, perdite ottiche etc.), il modello calcola la potenza istantanea erogata dal generatore fotovoltaico mediante uno script Matlab e ne passa il valore al blocco successivo (convertitore DC/AC). Il modello, che è riportato in Figura 14, implementa anche un contatore dell'energia prodotta utile per verificare il corretto funzionamento del simulatore.

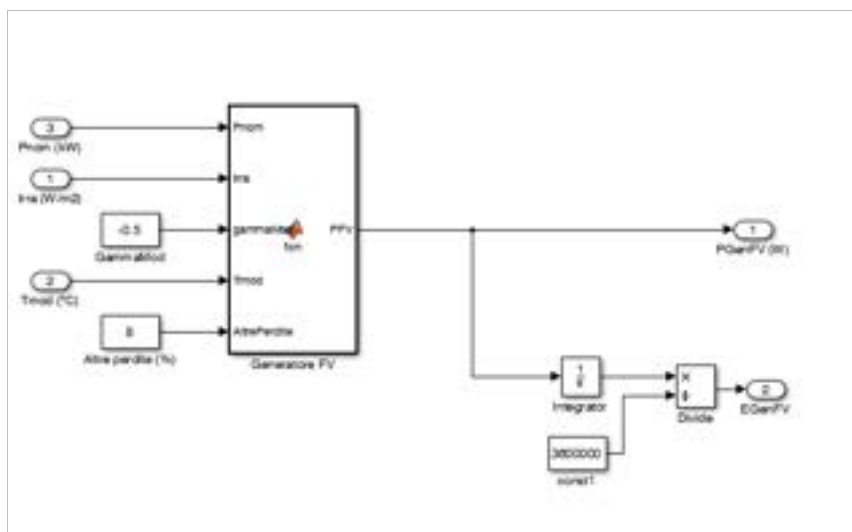


Figura 14. Modello del generatore fotovoltaico.

L'andamento della potenza erogata dal generatore fotovoltaico nel corso della prima settimana di Gennaio è riportato in Figura 15 . Si tratta di un impianto del centro Italia esposto a sud-est con potenza nominale di 4,5 kWp che si è utilizzato nelle simulazioni riportate nel seguito.

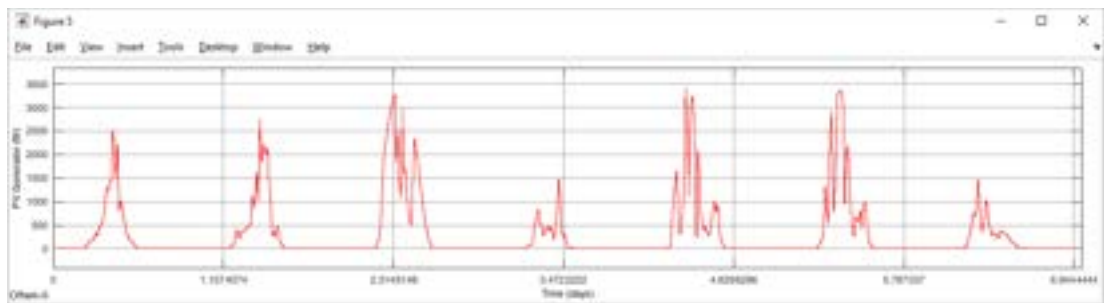


Figura 15. Potenza erogata dal generatore fotovoltaico durante la prima settimana di Gennaio (Pnom 4,5 kW) .

Il modello del carico di utente è riportato nella Figura 16 e permette di simulare utenze monofasi e trifasi equilibrate, e non, con carichi che possono essere sia resistivi che reattivi. Il comportamento del carico è simulato mediante un generatore di corrente AC con modulo e fase opportunamente calcolati. Nel modello è stato implementato anche un contatore dell'energia richiesta dal carico utile per verificare il corretto funzionamento del simulatore.

Il modello del carico di utente prende in ingresso il profilo di carico (*Pac_load*) definito in un file specifico che può essere personalizzato a piacere nonché una serie di misure sulla tensione di rete necessarie a sincronizzare il carico con la rete stessa. La risoluzione temporale del profilo di carico, così come quella delle altre grandezze, può scendere sino a un secondo.

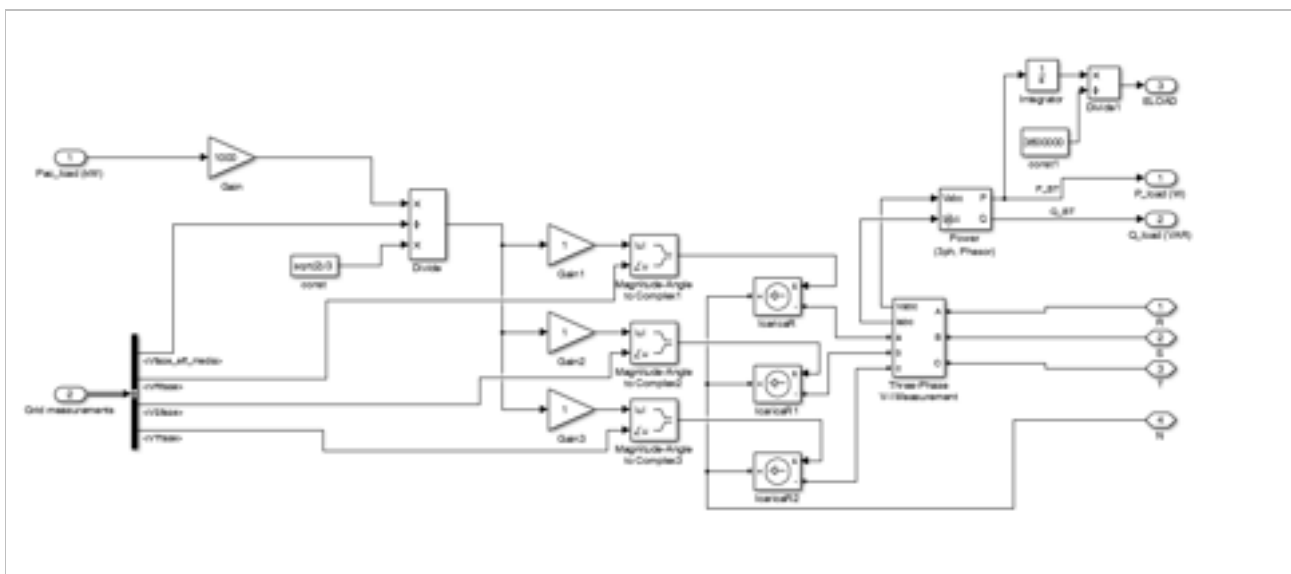


Figura 16. Modello del carico di utente (trifase).

Il profilo di carico effettivamente utilizzato nelle simulazioni riportate nel paragrafo successivo è riferito un utente residenziale con pompa di calore (PdC) per il riscaldamento invernale e raffreddamento estivo con consumo annuo complessivo di 6.000 kWh circa.

Il profilo di carico si estende ad un anno intero. La figura seguente riporta per semplicità soltanto la prima settimana dell'anno.

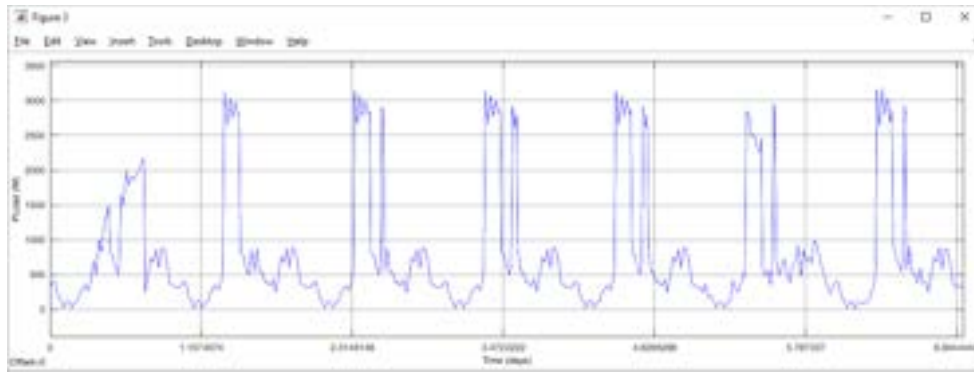


Figura 17. Profilo di Carico durante la prima settimana di Gennaio (utente con PdC).

6 Risultati delle Simulazioni

I modelli dei singoli sottosistemi presentati sono stati integrati nel simulatore d’impianto nelle due varianti con accumulo posto sul lato DC e lato AC dell’impianto fotovoltaico. Le simulazioni si riferiscono a un utente residenziale del centro-Italia che, oltre ai consumi base, dispone di una pompa di calore (PdC) per il riscaldamento invernale e raffrescamento estivo con consumo annuo complessivo di 6.000 kWh circa. L’utente è dotato di un impianto fotovoltaico di 4,5 kWp a copertura del suo fabbisogno energetico e di un sistema di accumulo al Litio di capacità pari a 6.800 kWh.

Le simulazioni si sono concentrate sul confronto di diverse strategie di gestione dell’accumulo e hanno consentito di valutare i rendimenti di sistema nelle due modalità d’inserimento dei SdA in impianti fotovoltaici. Sono stati quindi quantificati l’autoconsumo e l’autosufficienza energetica per mezzo di un’analisi parametrica in cui si è fatta variare la capacità del sistema di accumulo mantenendo fissa la potenza nominale dell’impianto fotovoltaico.

Se non diversamente indicato, nelle simulazioni si farà riferimento a sistemi di accumulo integrati nel lato AC dell’impianto fotovoltaico.

6.1 Analisi delle grandezze relative al Sistema di Accumulo (durata una settimana)

Per le batterie si è adottato un modello termico in grado di stimare la temperatura a cui si portano le celle che costituiscono il pacco batterie in condizioni di esercizio. Si è ipotizzato che il sistema di accumulo sia installato in un locale tecnico sufficientemente ampio e non climatizzato. La temperatura ambiente e quella del sito di installazione sono allineate in quanto si è ipotizzato che ci sia equilibrio termico tra l’esterno e l’interno del locale tecnico. Questa semplificazione è ritenuta accettabile dati gli obiettivi del presente lavoro.

La Figura 18 mostra a titolo di esempio la temperatura ambiente e la temperatura media delle celle che costituiscono le batterie durante la prima settimana del mese di Gennaio. Si può osservare che solo in fase di erogazione o di assorbimento delle batterie le due temperature si discostano rimanendo però entro i limiti di sicurezza delle batterie al Litio.

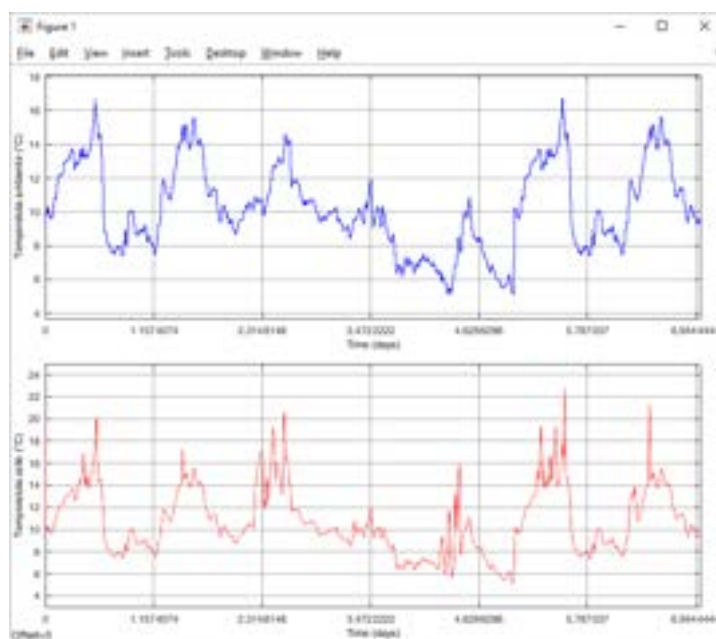


Figura 18. Temperatura ambiente e temperatura media delle celle delle batterie durante la prima settimana di Gennaio (simulazione località Centro Italia).

Al fine di fornire un quadro d'insieme più completo, è utile mostrare l'andamento delle grandezze elettriche del pacco batterie durante lo stesso periodo. Nella figura seguente sono state riportate lo stato di carica del pacco batterie (SOC), la corrente, la tensione e la potenza prelevata/immessa dal/al pacco batterie. Il fatto di avere un SOC che anziché essere costante e pari al valore del SOC minimo (20%) quando la batteria è scarica e non c'è produzione da fotovoltaico (ad esempio la notte) ma vari, è una conseguenza del fatto di aver adottato un modello termico per le batterie. E' noto infatti che il SOC dipende dalla temperatura e quindi varia anche se la batteria è in standby.

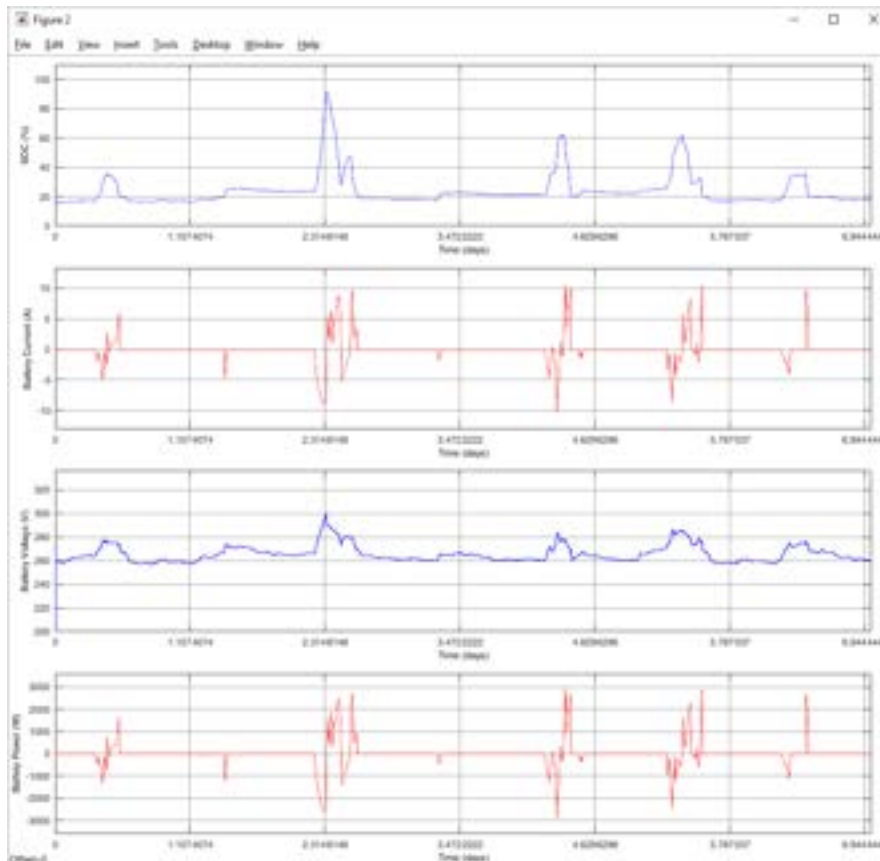


Figura 19. Grandezze elettriche delle batterie durante la prima settimana di Gennaio (simulazione località Centro Italia). PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh.

Dato il dimensionamento scelto per l'accumulo e date le particolari condizioni di soleggiamento avute nel periodo preso in considerazione, durante la notte le batterie saranno tipicamente scariche ed in stand-by, mentre di giorno si alterneranno le fasi di carica e scarica a seconda delle condizioni di esercizio. La Figura 20 mostra lo stato in cui si trovano le batterie nel corso della prima settimana di Gennaio.

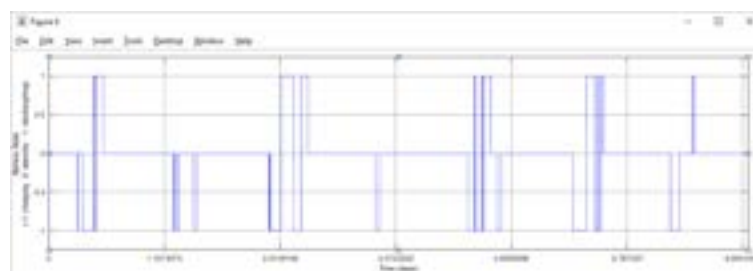


Figura 20. Stato delle batterie durante la prima settimana di Gennaio. PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh.

6.2 Analisi delle strategie di gestione del Sistema di Accumulo (durata un anno)

L'analisi del comportamento del sistema su base settimanale ha il vantaggio di rendere leggibile l'andamento delle grandezze d'interesse, ma non consente di evidenziare la loro evoluzione quando l'intervallo di osservazione è molto più ampio. Pertanto, tutte le analisi che seguiranno saranno il risultato di simulazioni condotte su base annua in cui le grandezze d'interesse sono state calcolate con un campionamento di un secondo.

Uno degli obiettivi del lavoro riguarda l'analisi delle diverse strategie di gestione dell'accumulo: di norma, i sistemi di accumulo integrati in impianti fotovoltaici commerciali gestiscono l'accumulo in modo da massimizzare l'autoconsumo, alcuni⁵ implementano anche logiche di peak-shaving. Di seguito sono riportate per il caso studio preso ad esempio, le grandezze elettriche che riguardano le batterie a seconda della strategia di gestione dell'accumulo adottata: l'autoconsumo o il peak-shaving.

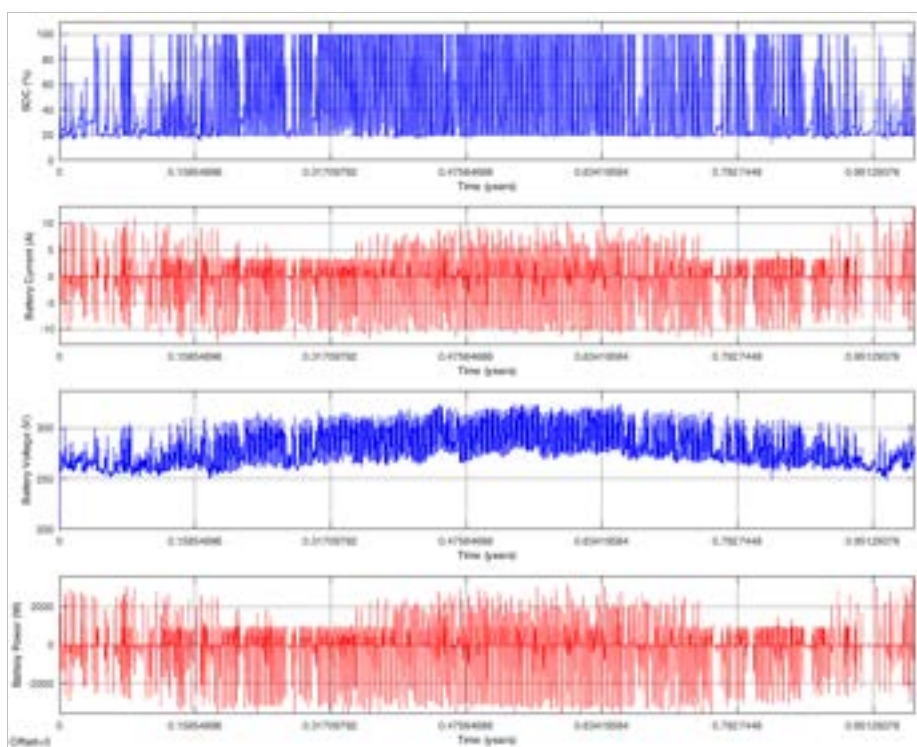


Figura 21. Grandezze elettriche del pacco batterie durante un anno di simulazione (località Centro Italia) con strategia di gestione finalizzata all'autoconsumo. PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh, accumulo in AC.

⁵ È il caso di sistemi di accumulo integrati in impianti fotovoltaici installati in Germania dove, per accedere agli incentivi, c'è il vincolo di non immettere in Rete più del 60% della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico.

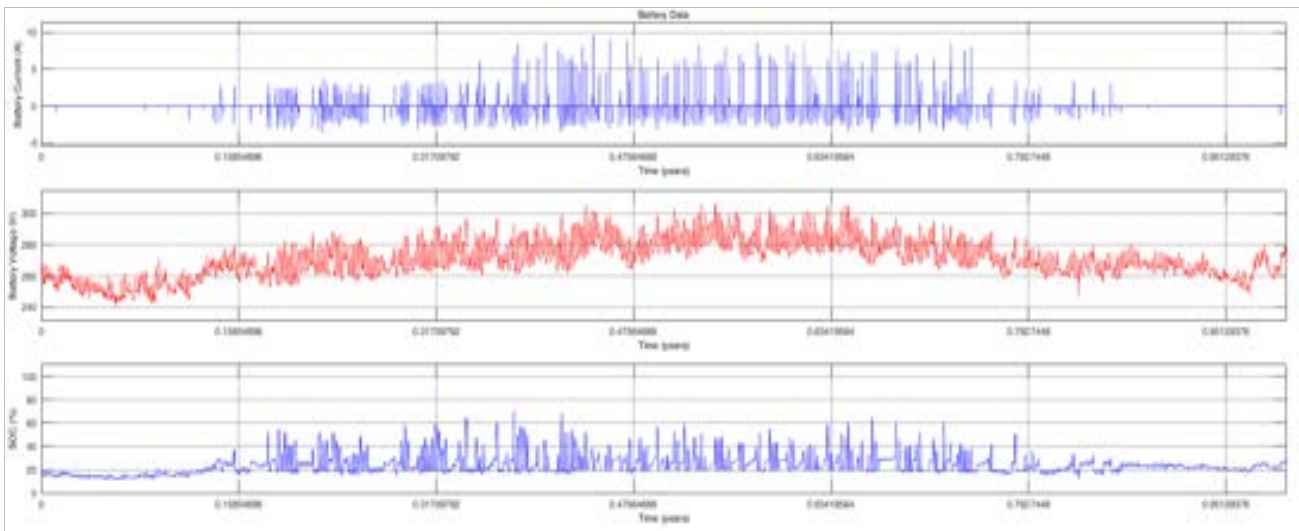


Figura 22. Grandezze relative alle batterie con gestione dell’accumulo finalizzata al Peak Shaving durante un anno di simulazione. Pmax = 2700 W (60% Ppv). PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh, accumulo in AC.

A titolo di approfondimento, si osserva che se si dimezzasse la capacità del SdA, portandola quindi a 3,4 kWh, il SOC raggiunto dalle batterie sarebbe mediamente maggiore come mostra la Figura 23. Tuttavia, con una minore capacità di accumulo in AC, nel caso di interventi retrofit su impianti esistenti, la funzione di peak-shaving potrebbe non essere garantita come verrà mostrato nel paragrafo “Analisi delle grandezze relative al punto di connessione con la Rete”. Il dimensionamento del SdA nel caso di gestione finalizzata al peak-shaving e accumulo in AC assume quindi un aspetto importante.

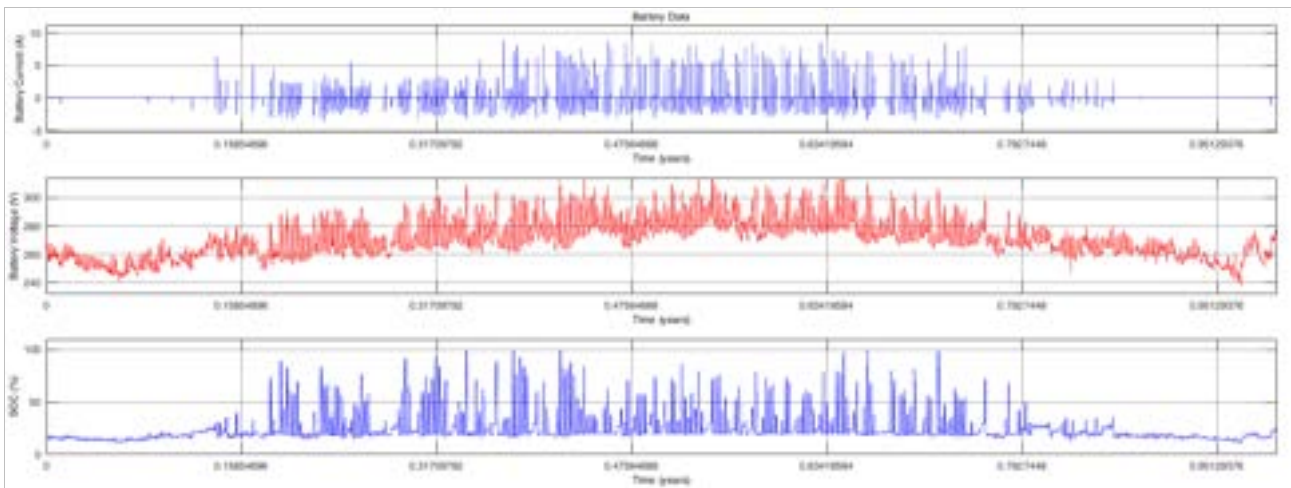
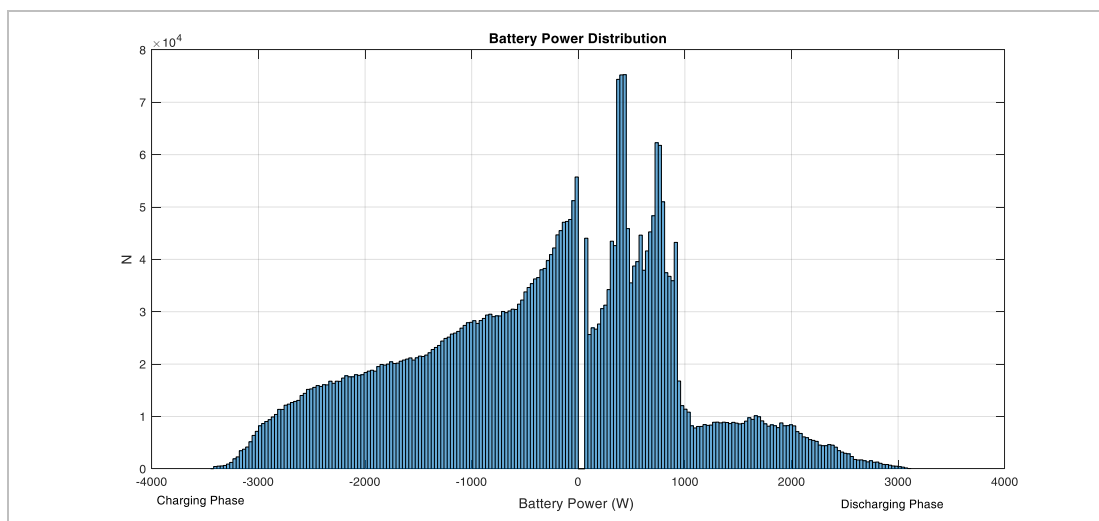


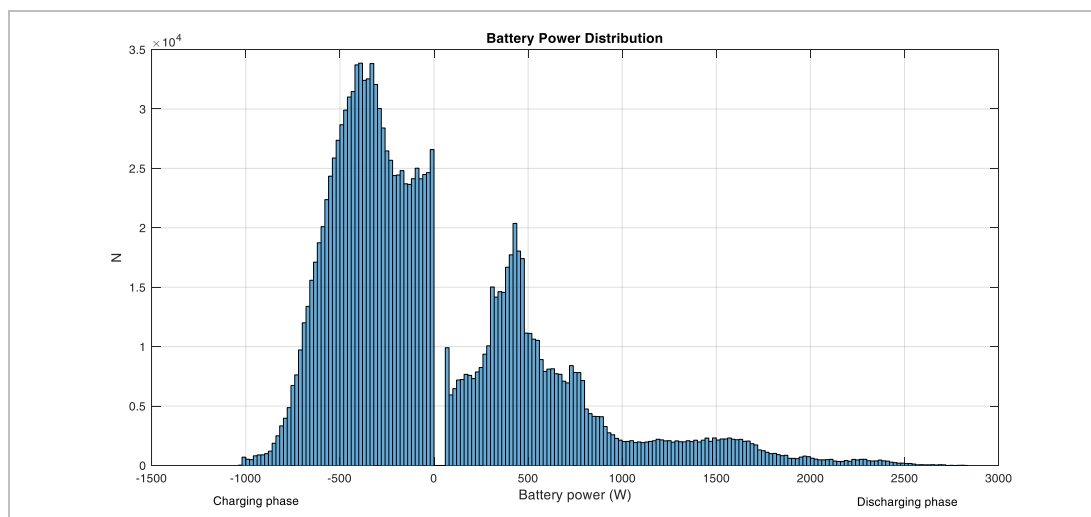
Figura 23. Grandezze elettriche delle batterie durante un anno di simulazione (località Centro Italia) con strategia di gestione finalizzata al peak-shaving. PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=3,4 kWh accumulo in AC.

Un’analisi comparativa tra le due strategie di gestione può essere fatta con riferimento alle potenze in gioco nelle batterie. Le due figure seguenti mostrano le distribuzioni di tali potenze avute nel corso di un anno di simulazione relativamente alle strategie di gestione finalizzata all’autoconsumo e per quella finalizzata al peak-shaving. Nessuna limitazione in potenza è stata imposta alle batterie.



**Figura 24. Distribuzione della potenza in gioco sulle batterie nelle fasi di carica e scarica con gestione dell’accumulo finalizzata all’autoconsumo durante un anno di simulazione⁶.
PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kW accumulo in AC.**

Una prima differenza che emerge osservando la Figura 24 e la Figura 25 è che con la gestione peak-shaving le potenze in gioco sulle batterie sono mediamente inferiori (466 W invece di 1.030 W)⁷ inoltre valori più frequenti si hanno nella fase di carica perché in questa fase le batterie devono tagliare i picchi di produzione del fotovoltaico. Il confronto è fatto a parità di capacità di accumulo (6,8 kWh). Il prezzo da pagare per una gestione di questo tipo è legato al minore autoconsumo rispetto alla gestione finalizzata all’autoconsumo (42,5 % invece di 64,1%). La conseguenza di ciò è un minor beneficio economico annuo per l’utente finale⁸.



**Figura 25. Distribuzione della potenza in gioco sulle batterie nelle fasi di carica e scarica con gestione dell’accumulo finalizzata al peak-shaving in un anno di simulazione⁹.
PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh - accumulo in AC.**

⁶ La grandezza è calcolata ogni 10 secondi.

⁷ Si è considerato il valore assoluto della potenza in batteria.

⁸ Si veda più avanti nel documento.

⁹ La grandezza è calcolata ogni 10 secondi.

Un discorso analogo può essere fatto se si osservano le distribuzioni dei SOC riportate nelle due figure seguenti. Con una gestione finalizzata all'autoconsumo si hanno tutti i valori compresi tra il SOC minimo e SOC massimo, con un picco per il SOC del 100 %. Raggiunto tale valore, infatti, se c'è un'eccedenza di produzione del fotovoltaico rispetto al carico, questa non potrà essere assorbita dalle batterie che pertanto rimarranno ferme al 100 % di SOC.

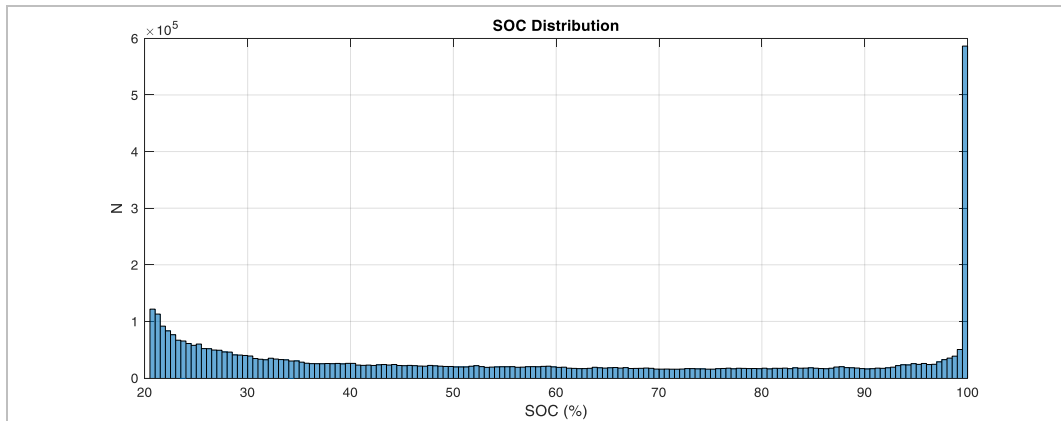


Figura 26. Distribuzione del SOC delle batterie con gestione dell'accumulo finalizzata all'autoconsumo durante un anno di simulazione. PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh - accumulo in AC.

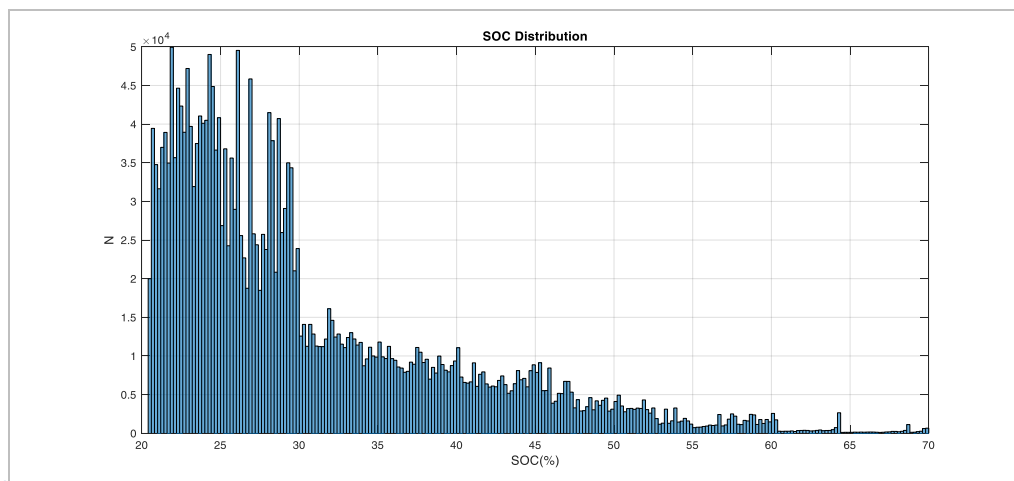


Figura 27. Distribuzione del SOC delle batterie con gestione dell'accumulo finalizzata al peak-shaving durante un anno di simulazione¹⁰. PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh - accumulo in AC.

Con la gestione legata al peak-shaving i SOC sono mediamente inferiori perché per garantire tale funzione il sistema di accumulo deve mantenere una certa riserva di capacità per far fronte ad improvvisi picchi di produzione. Nella Figura 27, infatti, valori di SOC sono concentrati soprattutto al di sotto del 30 % circa.

6.3 Analisi dell'Autoconsumo e dell' Autosufficienza energetica

Di norma l'energia prodotta da un impianto fotovoltaico Grid-connected non viene completamente consumata dall'utente ma una parte viene ceduta alla rete negli istanti in cui la produzione eccede il carico. Per dare un'indicazione quantitativa di come si sfrutti l'energia prodotta e del livello di indipendenza energetica di un utente, sono stati definiti a livello internazionale due parametri: *Il fattore di autoconsumo* (più semplicemente *autoconsumo*) e *l'autosufficienza energetica*.

¹⁰ La grandezza è calcolata ogni 10 secondi.

La Figura 28 mostra i flussi energetici coinvolti in un impianto fotovoltaico connesso in rete che consentono di definire tali parametri.

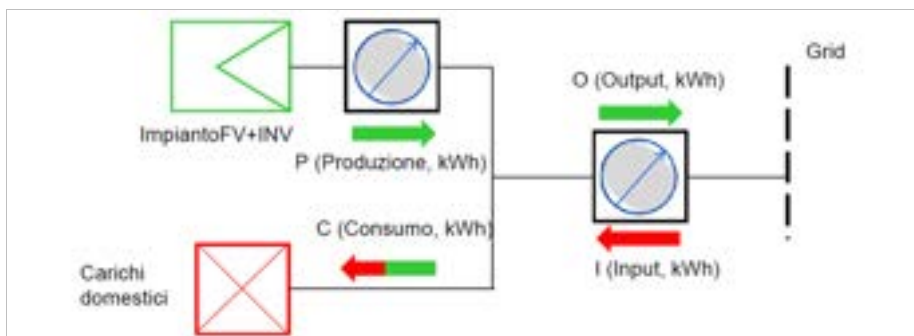


Figura 28. Flussi energetici di un impianto fotovoltaico connesso in rete.

L’autoconsumo è generalmente espresso in % e rappresenta la quota parte dell’energia prodotta da un impianto di produzione che viene effettivamente consumata in loco in un determinato intervallo di tempo (es. un anno).

L’autosufficienza energetica indica in che misura l’energia di cui un utente ha avuto bisogno (energia consumata dall’utenza) è stata prodotta “in casa”.

$$Auto\ Consumo = \frac{P - O}{P} \cdot 100 \qquad Auto\ Sufficienza\ Energetica = \frac{P - O}{C} \cdot 100$$

L’ ideale è avere per i due parametri un valore pari al 100%, come avviene negli impianti di produzione isolati (Stand-Alone). La figura seguente evidenzia la sovrapposizione dei vari flussi energetici nel corso di due giorni consecutivi. Durante il primo giorno il profilo di produzione è costantemente inferiore al profilo di carico pertanto l’autoconsumo è pari al 100%. Durante la seconda giornata , invece, parte della produzione viene immessa in rete in quanto eccede il profilo di carico: per tale giorno l’autoconsumo sarà inferiore al 1.

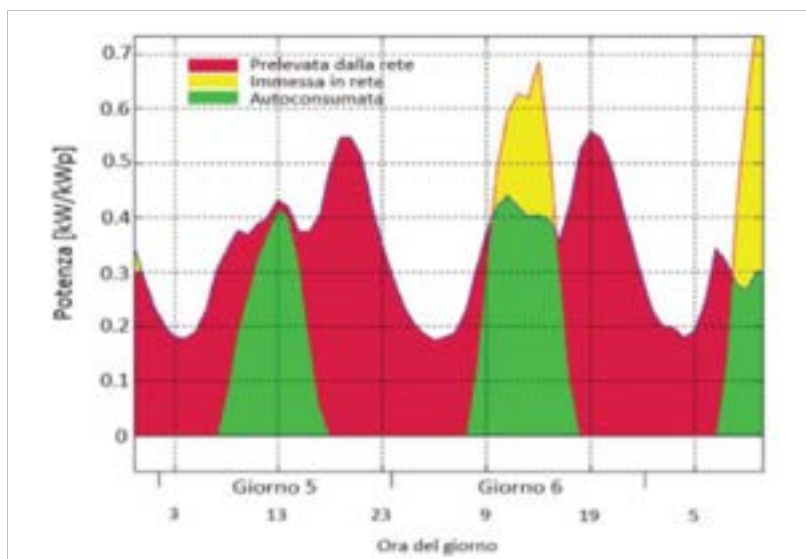


Figura 29. Profili di produzione e di carico di un impianto fotovoltaico connesso in rete

Per il calcolo dell’autoconsumo e dell’autosufficienza energetica riferiti ad un periodo di osservazione di un anno, e relativi ad un utente domestico, è stata svolta un’analisi parametrica in cui si è fatta variare la capacità del sistema di accumulo mantenendo fissa la potenza nominale dell’impianto fotovoltaico. Le

figure seguenti mostrano i risultati rispettivamente per un SdA posizionato nel lato DC e nel lato AC dell'impianto fotovoltaico.

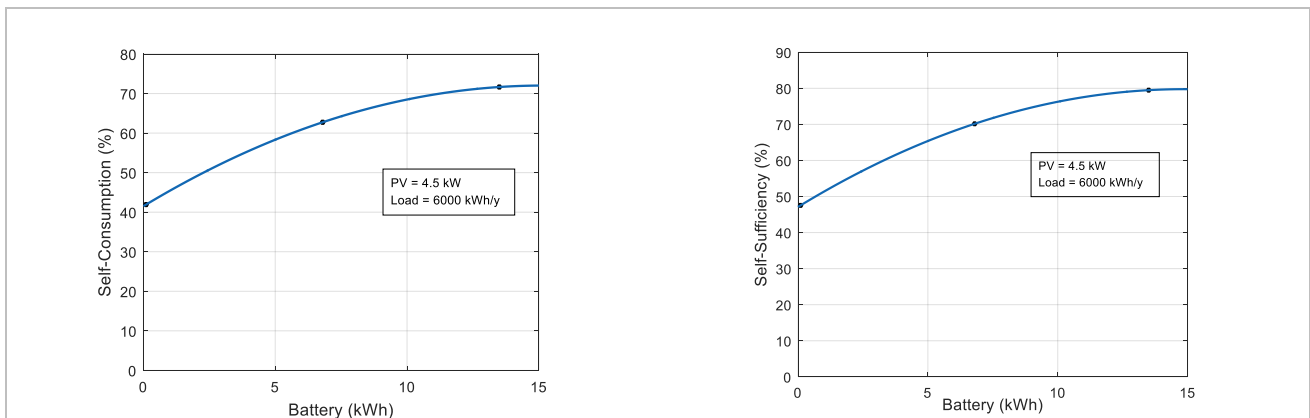


Figura 30. Autoconsumo e Autosufficienza nel caso di posizionamento del SdA nel lato DC dell'impianto fotovoltaico. (utente residenziale).

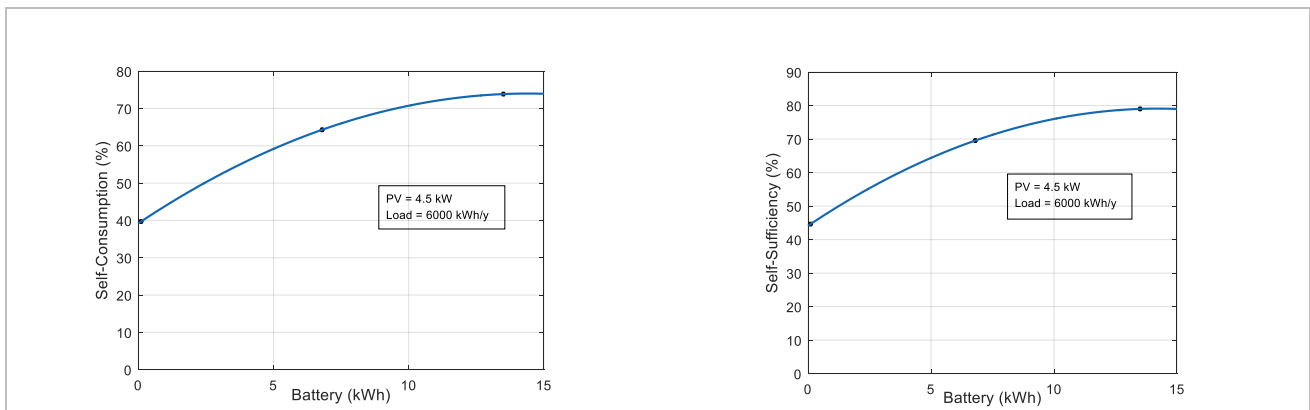


Figura 31. Autoconsumo e Autosufficienza nel caso di posizionamento del SdA nel lato AC dell'impianto fotovoltaico. (utente residenziale).

6.4 Analisi delle grandezze relative al punto di connessione con la Rete.

Le due strategie di gestione dell'accumulo presentate producono differenti flussi di potenza nel punto di connessione. La strategia gestione finalizzata all'autoconsumo ha il fine di consumare in loco più possibile l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e quindi di immettere in Rete meno possibile, ma non si preoccupa di limitare i picchi di immissione. La figura seguente mostra la potenza attiva e reattiva calcolate nel punto di connessione durante un anno di simulazione. Come si può notare, per il caso studio in esame, la gestione finalizzata all'autoconsumo non è in grado di garantire che i picchi d'immissione non superino il valore ad esempio del 60%¹¹ della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico (4,5 kWp): sono infatti visibili picchi di potenza attiva che raggiungono valori di 3.800 W, ben sopra il limite di 2.700 W.

La strategia di gestione peak-shaving riesce invece a limitare i picchi al livello prestabilito a fronte però di un minor sfruttamento dell'energia prodotta dal fotovoltaico: basta confrontare le due figure seguenti per osservare che soprattutto nei mesi invernali la potenza attiva immessa in rete è sensibilmente minore nel caso di gestione finalizzata all'autoconsumo.

¹¹ Il limite del 60% è quello adottato in Germania per i sistemi di accumulo che accedono agli incentivi pubblici.

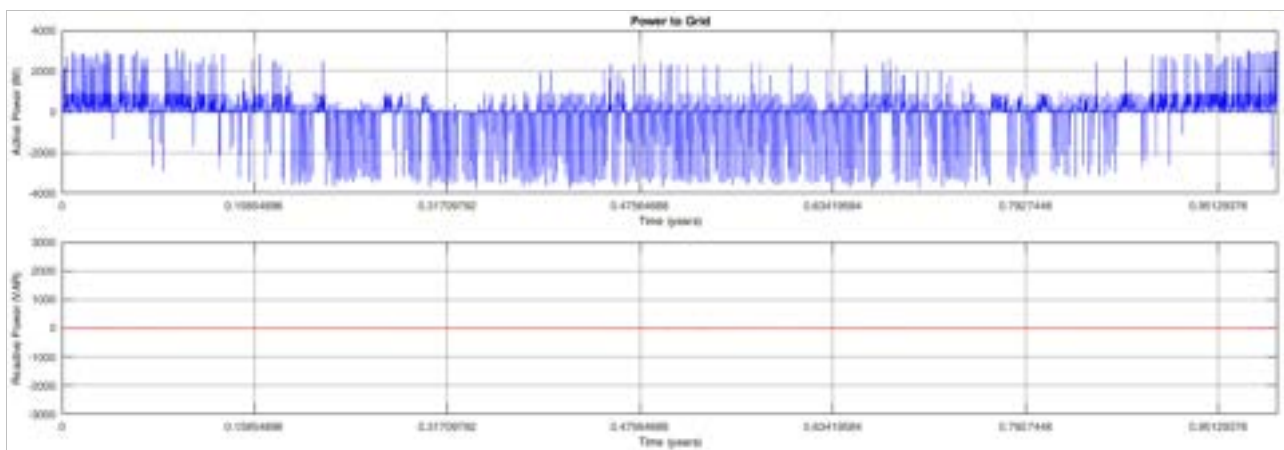


Figura 32. Potenza scambiata con la rete con gestione dell’accumulo finalizzata all’autoconsumo durante un anno di simulazione. Pmax = 3800 W (84% Ppv). PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh - accumulo in AC.

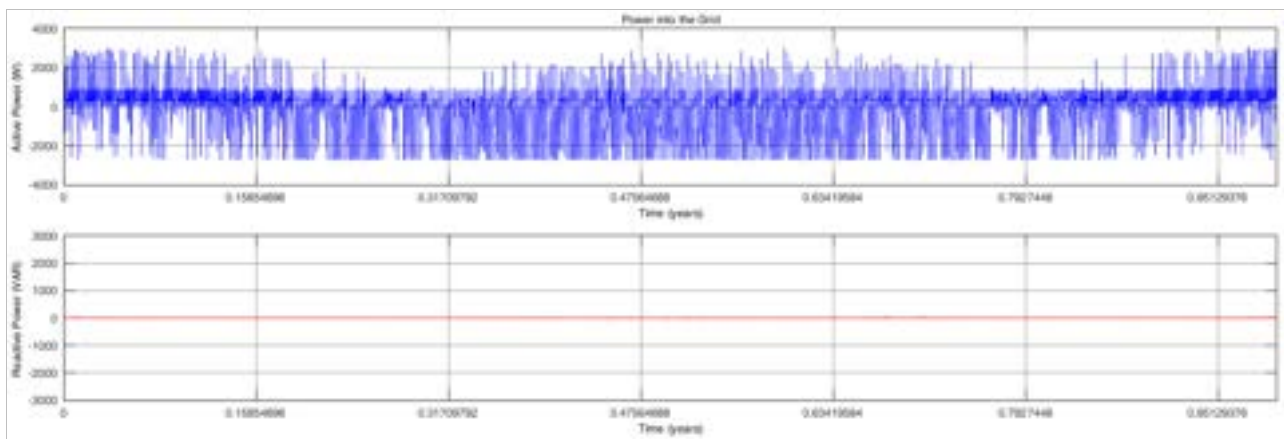


Figura 33. Potenza scambiata con la rete con gestione dell’accumulo finalizzata al Peak Shaving durante un anno di simulazione. Pmax = 2700 W (60% Ppv). PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=6,8 kWh - accumulo in AC.

Come anticipato nel documento, nel caso di sistemi di accumulo posizionati sul lato AC dell’impianto fotovoltaico gestiti con la strategia peak-shaving, un non corretto dimensionamento dell’accumulo potrebbe non garantire il corretto taglio dei picchi di immissione. La figura seguente mostra infatti cosa accadrebbe alla potenza immessa in rete qualora la capacità di accumulo scendesse da 6,8 kWh (Figura 33) a 2,6 kWh: in alcuni periodi dell’anno si avrebbero dei picchi di immissione che superano il limite del 60% della potenza dell’impianto fotovoltaico poiché in quegli istanti il SdA non potrà assorbire ulteriore potenza in quanto le batterie hanno raggiunto un SOC pari al 100%.

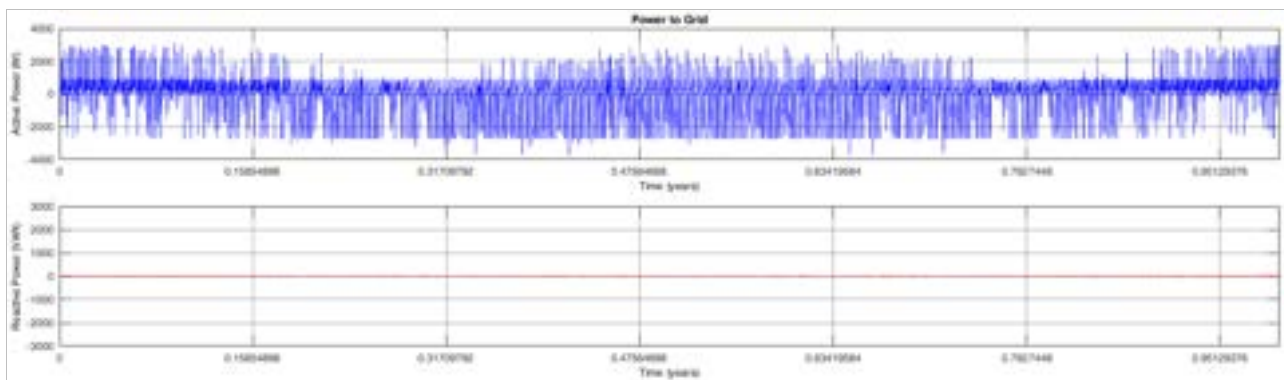


Figura 34. Potenza scambiata con la rete con gestione dell’accumulo finalizzata al Peak Shaving durante un anno di simulazione. Pmax = 2700 W (60% Ppv). PV=4,5 kW, L= 6000 kWh/a, B=2,6 kWh - accumulo in AC.

6.5 Confronto economico tra strategie di gestione del Sistema di Accumulo

Un interessante confronto può essere condotto tra le due strategie di gestione dell'accumulo descritte. La gestione finalizzata all'autoconsumo è quella che garantisce il maggior beneficio economico per l'utente finale allo stato attuale della normativa: per il caso studio in esame si avrebbero con la strategia dell'autoconsumo 1.110 € di beneficio economico annuo contro 1.070 € della strategia peak-shaving. La differenza contenuta è dovuta però alla presenza dello scambio sul posto (SSP) che si è ipotizzato l'utente adottare e che di fatto oggi limita in Italia la convenienza ad installare SdA ai prezzi attuali delle batterie al Litio.

In Italia si inizia a dibattere sul mantenimento o meno dello SSP prendendo a riferimento altri paesi come la Germania in cui tale meccanismo non esiste. In ottica di superamento dello SSP, la strategia peak-shaving verrebbe invece fortemente penalizzata in quanto garantirebbe un risparmio in bolletta nettamente inferiore (per il caso studio esaminato 611 € contro 889 €, come mostrato in Tabella 1) solo in parte compensato dalla maggiore energia immessa in rete, dato che questa, con il meccanismo del Ritiro Dedicato (RID), verrebbe pagata a prezzo molto basso¹². Premesso ciò, al di là del fatto che oggi la fornitura di tali servizi è gratuita, è necessario pertanto che strategie di gestione finalizzate a fornire servizi di Rete (come il peak-shaving) siano remunerate con meccanismi ad hoc se si vuole che tali sistemi siano interessanti anche per l'utente finale.

Tabella 1. Confronto in termini economici ed energetici tra le due strategie di gestione dell'accumulo (posizionamento in AC) - utente residenziale con PV=4,5 kW, L=6000 kWh/a.

	Gestione finalizzata all'autoconsumo (B=6,8 kWh)	Gestione finalizzata al peak-shaving (B=6,8 kWh)
Autoconsumo (%)	64,1	42,5
Autosufficienza (%)	69,6	47,6
Energia immessa in rete (kWh/a)	2.438	3.910
Energia prelevata dalla rete (kWh/a)	1.817	3.132
Energia immessa nel SdA (kWh/a)	1.720	246,6
Energia prelevata dal SdA (kWh/a)	1.527	210,5
Potenza media dalle batterie (W) ¹³	1.030	466
Beneficio economico annuo (€)	1.110	1.070
Risparmio in bolletta annuo (€)	889	611
Contributo SSP annuo (€)	183	408
Cusf (c€)	4,5	7,4
Credito liquidabile annuo (€)	38	51

6.6 Analisi dei rendimenti di sistema di impianti fotovoltaici con accumulo in DC e AC

Come già mostrato nel documento, un SdA può essere posizionato sul lato DC o sul lato AC di un impianto fotovoltaico. I rendimenti di sistema attesi saranno diversi poiché il numero di convertitori coinvolti sono diversi. In questo paragrafo saranno quantificati i due rendimenti relativamente ad un caso studio specifico. Le conclusioni saranno comunque valide anche per altri casi studio.

¹² 3,9 c€/kWh: prezzo minimo garantito del 2016.

¹³ Si è considerato il valore assoluto della potenza immessa/prelevata dalle batterie.

La norma di riferimento per la determinazione dei rendimenti di sistema d’impianti fotovoltaici dotati di storage è la CEI EN 61724.

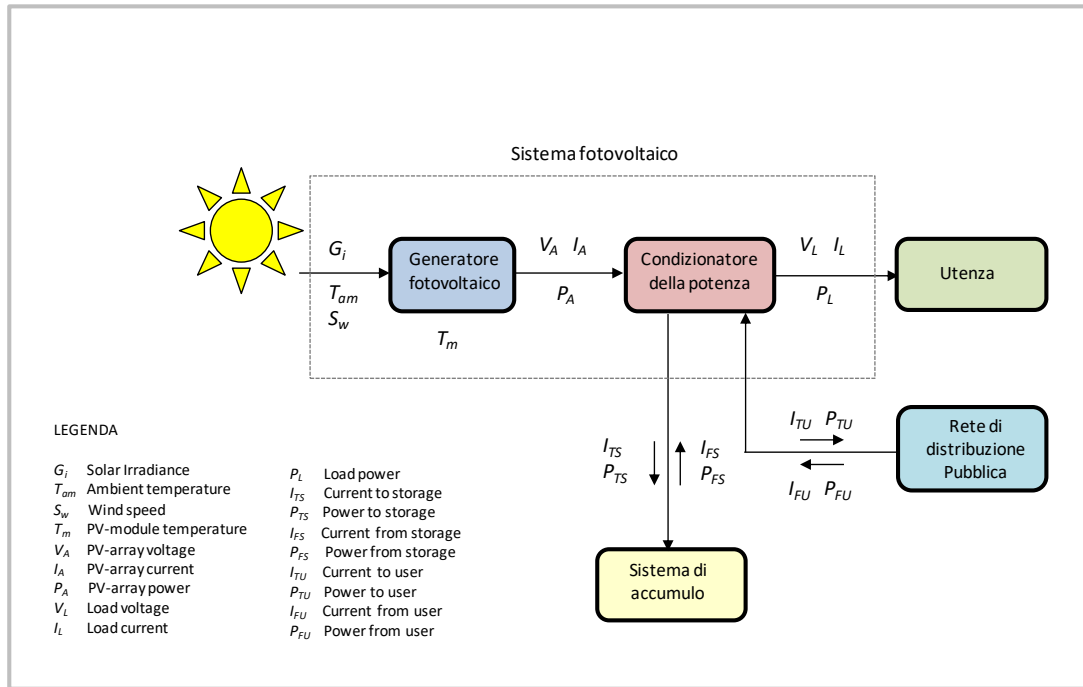


Figura 35. Schema a blocchi di un sistema fotovoltaico con accumulo connesso ad una rete pubblica.

Il rendimento di sistema, che la norma indica con η_{CARICO_LOAD} , è il rendimento con cui l’energia proveniente da tutte le sorgenti viene trasmessa ai carichi. Nel caso specifico le sorgenti sono: il generatore fotovoltaico, il SdA (nella fase di erogazione) la Rete (nella fase di erogazione) ed un eventuale gruppo di backup. I carichi invece sono il carico di utenti (Load), il SdA (nella fase di assorbimento) e la rete (nella fase di assorbimento).

$$\eta_{CARICO_LOAD} = E_{use,\tau} / E_{in,\tau}$$

Dove $E_{use,\tau}$ è l’energia di uscita totale del sistema durante il periodo di osservazione τ (un anno) mentre $E_{in,\tau}$ è l’energia totale in ingresso nel sistema durante il medesimo periodo.

$$E_{in,\tau} = E_{A,\tau} + E_{BU,\tau} + E_{FUN,\tau} + E_{TSN,\tau} \quad E_{use,\tau} = E_{L,\tau} + E_{TUN,\tau} + E_{TSN,\tau}$$

In cui:

- $E_{A,\tau}$ è l’Energia dall’array fotovoltaico;
- $E_{L,\tau}$ è l’Energia netta verso il carico;
- $E_{TSN,\tau}$ è l’Energia netta al dispositivo di immagazzinamento (con valore minimo uguale a 0);
- $E_{FSN,\tau}$ è l’Energia netta dal dispositivo di immagazzinamento (con valore minimo uguale a 0);
- $E_{BU,\tau}$ è l’Energia netta dal generatore di backup, se presente;
- $E_{TUN,\tau}$ è l’Energia netta verso la rete di distribuzione pubblica (con valore minimo uguale a 0);
- $E_{FUN,\tau}$ è l’Energia netta dalla rete di distribuzione pubblica (con valore minimo uguale a 0);

Dove:

$$E_{TSN,\tau} = E_{TS,\tau} - E_{TS,\tau} \quad E_{FSN,\tau} = E_{FS,\tau} - E_{FS,\tau}$$

$$E_{TUN,\tau} = E_{TU,\tau} - E_{FU,\tau} \quad E_{FUN,\tau} = E_{FU,\tau} - E_{TU,\tau}$$

In cui:

- $E_{TS,\tau}$ è l'Energia al dispositivo di immagazzinamento;
- $E_{FS,\tau}$ è l'Energia dal dispositivo di immagazzinamento;
- $E_{TU,\tau}$ è l'Energia verso la rete di distribuzione pubblica;
- $E_{FU,\tau}$ è l'Energia dalla rete di distribuzione pubblica;

Per confrontare in termini energetici i due inserimenti di SdA in un impianto fotovoltaico si prenderà in considerazione il rendimento di sistema η_{CARICO_LOAD} estendendo la simulazione ad un anno intero.

Il caso studio preso in considerazione è un sistema composto di un impianto fotovoltaico di 4,5 kW dotato di un sistema di accumulo da 6,8 kWh collegato ad un utenza residenziale con PdC per il raffrescamento estivo e riscaldamento invernale con consumo annuo complessivo di circa 6.000 kWh. La strategia di gestione dell'accumulo è quella finalizzata all'autoconsumo.

Nel calcolo del rendimento di sistema, la norma CEI EN 61724 indica che per lunghi periodi di registrazione in cui ETS,τ^{14} e EFS,τ^{15} sono molto più grandi rispetto alla capacità di accumulo (superiori per un fattore 10), l'energia netta, ceduta al SdA o ricevuta dallo stesso, può essere reputata avere un effetto trascurabile sul calcolo delle prestazioni del sistema. Ne risulta che ETS,τ e EFS,τ dovrebbero essere cancellati da tutte le formule per includere il valore del rendimento del SdA con i valori η_{CARICO_LOAD} . Questa condizione è tipica quando i periodi di registrazione sono di diversi mesi, com'è il caso in esame che prende in considerazione un anno di funzionamento dell'impianto. Nel calcolo del rendimento di sistema annuo sono state quindi cancellate le energie ETS,τ e EFS,τ .

Sono state lanciate due simulazioni per l'applicazione residenziale suddetta e i risultati sono sintetizzati di seguito.

Tabella 2. Rendimenti di sistema di un impianto fotovoltaico FV con SdA connesso sul lato DC o sul lato AC. (caso studio: utente residenziale con PV=4,5 kW, B=6,8 kWh, L=6.000 kWh/anno).

	RENDIMENTO DI SISTEMA (η_{CARICO_LOAD})
SdA posizionato sul lato DC	92,7 %
SdA posizionato sul lato AC	91,3%

Il rendimento d'impianto maggiore si ha per i SdA posizionati sul lato DC di un impianto fotovoltaico in quanto è minore il numero di conversioni da fare limitatamente all'energia che viene immessa o prelevata dal SdA. Tuttavia, poiché questa energia è solo una parte dell'energia in gioco, nell'economia globale dell'impianto si ha una differenza di soli 1,4 % in termini di rendimento annuo di sistema. Tale scarto porta ad una differenza anch'essa esigua dei benefici economici in quanto si avrebbe un beneficio annuo di 1118 € e 1110 € rispettivamente per il posizionamento dello storage in DC e AC. Risultati analoghi si sono avuti per altri casi studio (utente condominio e utenze con villa) per il quali lo scarto tra i due rendimenti non ha mai superato il 2%.

¹⁴ ETS,τ è l'energia immessa nel SdA, da non confondere con $E_{TSN,\tau}$.

¹⁵ EFS,τ è l'energia prelevata dal SdA, da non confondere con $E_{FSN,\tau}$.

7 Conclusioni

Il documento riporta uno studio sulla modellistica per i sistemi di accumulo connessi ad impianti fotovoltaici grid-connected. Ci si è concentrati sulle batterie litio ione in quanto le più promettenti per le applicazioni residenziali e commerciali. Per ottenere risultati quanto più aderenti alla realtà è stato adottato un modello termico delle batterie e ciò ha consentito di verificare le condizioni di esercizio delle batterie. Il modello termico è stato implementato in un simulatore di impianti che, grazie anche ai modelli degli altri sottosistemi, è stato usato per valutare le diverse strategie di gestione dell'accumulo. La modellistica sarà oggetto di validazione sperimentale sia sul Dimostratore, la cui realizzazione è prevista per le prossime annualità del PAR, sia su altri impianti con accumulo di proprietà ENEA. Il simulatore potrà essere utilizzato per sviluppare e testare ulteriori strategie di gestione dell'accumulo, come ad esempio le strategie Smart che fanno uso di previsioni meteo e/o di algoritmi di apprendimento nonché estese ad un cluster di impianti fotovoltaici con accumulo.

Dalle simulazioni è emerso che la modalità di inserimento dell'accumulo sul lato DC di un impianto fotovoltaico pur essendo più efficiente dell'inserimento in AC garantisce vantaggi di rendimento di sistema e di beneficio economico limitati che generalmente non superano il 2% anno (rispettivamente l'1,4% e lo 0,7% per il caso studio presentato nel lavoro). Ricorrere all'inserimento dell'accumulo in DC per un discorso di mera convenienza tecnico-economica non appare quindi giustificato anche perché questo tipo di inserimento generalmente comporta la sostituzione dell'inverter fotovoltaico esistente. Le simulazioni hanno anche consentito di verificare come le diverse strategie di gestione dell'accumulo impattino sulle batterie in termini di potenza media in gioco su di esse e SOC raggiunti.

Dal punto di vista economico, la gestione finalizzata all'autoconsumo è quella che garantisce il maggior beneficio economico per l'utente finale allo stato attuale della normativa. E' importante sottolineare che per le strategie di gestione finalizzate a fornire servizi di Rete (come il peak-shaving) è necessario definire meccanismi di remunerazione specifici se si vuole che tali servizi siano interessanti non solo per la rete ma anche per l'utente finale.

Altra considerazione riguarda la convenienza economica dei sistemi di accumulo che dipende da un lato dal meccanismo di valorizzazione dell'energia immessa in rete adottato (lo scambio sul posto (SSP) o il ritiro dedicato (RID)) e, dall'altro dalla tariffazione applicata all'energia prelevata dalla rete. In presenza di scambio sul posto, i sistemi di accumulo non sono oggi convenienti per l'utente finale sia perché ancora costosi, sia perché con lo SSP la rete rappresenta di fatto un accumulo di capacità infinita con costi annuali trascurabili. Tuttavia, in ottica di superamento dello SSP, e quindi in sola presenza di RID o meccanismi analoghi, il ricorso ai sistemi di accumulo integrati in impianti fotovoltaici è di interesse per l'utente finale se tali sistemi venissero incentivati come avviene in altri paesi come la Germania. La definizione degli incentivi dovrebbe essere fatta sulla base di uno strumento in grado effettivamente di valutare i flussi energetici presenti in questi sistemi, quantificare l'autoconsumo effettivo su base annua tenendo conto anche dei rendimenti dei convertitori di potenza e di valutare i reali benefici economici nei vari scenari ipotizzabili. Tale strumento non può non considerare il reale comportamento delle batterie e quindi dovrà adottare una modellistica adeguata e validata.

8 Abbreviazioni ed acronimi

SSP:	Scambio Sul Posto
RID:	Ritiro Dedicato
SdA:	Sistema di Accumulo
FV:	Fotovoltaico
PV:	Photovoltaics
PUN:	Prezzo Unico Nazionale
Pzo:	Prezzo zonale orario
CUsf:	Corrispettivo Unitario di scambio forfetario annuale
PdC:	Pompa di Calore
L:	Load