

ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



Ricerca di Sistema elettrico

Definizione ed implementazione di nuovi
schemi e modalità di gestione energetica
delle reti ibride AC/DC in BT
D. Fioriti, G. Lutzemberger, D. Poli



UNIVERSITÀ DI PISA

RdS/PTR(2020)/006

DEFINIZIONE ED IMPLEMENTAZIONE DI NUOVI SCHEMI E MODALITÀ DI GESTIONE ENERGETICA DELLE RETI IBRIDE AC/DC IN BT

D. Fioriti, G. Lutzemberger, D. Poli

Aprile 2021

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero della Transizione Ecologica - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo: *Sistema Elettrico*

Progetto: *2.7 Modelli e strumenti per incrementare l'efficienza energetica nel ciclo di produzione, trasporto, distribuzione dell'elettricità.*

Work package: *Analisi delle problematiche di gestione per l'integrazione nelle attuali reti in AC di nuove reti in DC in MT/BT (Media Tensione/Bassa Tensione).*

Linea di attività: *LA1.9 Definizione ed implementazione di nuovi schemi e modalità di gestione energetica delle reti ibride AC/DC in BT.*

Responsabile del Progetto: Maria Valenti ENEA

Responsabile del Work package: Maria Valenti ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Modellazione di sistemi di accumulo energetico, implementazione di logiche di gestione mediante EMS e valutazione di affidabilità in reti elettriche ibride".

Responsabile scientifico ENEA: Maria Valenti

Responsabile scientifico: Giovanni Lutzemberger

Indice

SOMMARIO	4
INTRODUZIONE	5
1 DESCRIZIONE DEL MODELLO	6
1.1 SCOPO DEL MODELLO	6
1.2 PRINCIPALI IPOTESI	6
1.3 REQUISITI FUNZIONALI AGGIUNTIVI	6
1.4 MODELLO GENERALIZZATO DEL SISTEMA	7
1.5 OBIETTIVO DELL'ANALISI	8
1.6 STRUTTURA DELL'ALGORITMO PROPOSTO	9
2 MODELLO MATEMATICO	9
2.1 FUNZIONE OBIETTIVO	9
2.2 BILANCIO AI NODI	10
2.3 COMPONENTE "RETE"	10
2.4 COMPONENTE "BATTERIA"	11
2.5 COMPONENTE "CONVERTITORE"	11
2.6 COMPONENTE "RINNOVABILE"	12
2.7 COMPONENTE "CARICO"	12
2.8 GRANDEZZE DI AFFIDABILITÀ	12
3 FILE DI CONFIGURAZIONE DEL SISTEMA (.YML)	13
4 FILE DEI PROFILI STORICI (.CSV)	15
5 CASO STUDIO	15
6 RISULTATI	16
CONCLUSIONI	20
RIFERIMENTI	20
INTERAZIONI CON LE ALTRE LA DI PROGETTO	22

Sommario

In linea con l'obiettivo del progetto, la linea di attività LA 1.9 mira alla definizione e allo sviluppo di un EMS (Energy Management System) per una microgrid a cui fanno capo diversi sistemi di produzione, accumulo e utilizzazione. Il sistema si suppone essere in gestione di un unico operatore, che ha dunque il pieno controllo sui componenti del sistema, in particolare sulle previsioni di produzione da fonte rinnovabile e sul prezzo dell'energia. L'obiettivo è l'ottenimento di una soluzione che minimizzi il costo operativo del sistema. Il presente documento descrive lo sviluppo dell'algoritmo necessario alla modellazione matematica del problema e la sua applicazione a un particolare caso studio concordato con gli altri partner del progetto.

Introduzione

Il progressivo cambiamento del sistema elettrico verso maggiori livelli di penetrazione rinnovabile e generazione distribuita sta portando alla necessità di sviluppare metodologie innovative per il controllo a breve, medio e lungo termine del sistema [1]. La forte necessità di ridurre l'impatto ambientale dell'uso dell'energia sta muovendo le scelte politiche per promuovere l'uso di fonti energetiche innovative e di soddisfare le necessità energetiche tramite l'elettricità, che possa essere prodotta tramite fonti rinnovabili [2]. Siccome larga parte degli usi energetici sono legati al trasporto veicolare, azioni di promozione dell'uso di macchine elettriche e/o ibride sono in corso, però la completa transizione verso un loro uso pervasivo è atteso per il prossimo futuro. Infatti, attualmente i costi di tali sistemi e l'infrastruttura elettrica e pubblica sono solo parzialmente pronte per soddisfare le domande future, ma gli ingenti investimenti recenti si promettono di cambiare questa direzione. Ciò, però richiede una transizione verso un sistema elettrico dove la penetrazione rinnovabile sia molto ingente, il che prefigura la necessità di prevedere adeguati sistemi di controllo e fornitura di riserve primaria, secondaria e terziaria anche tramite soluzioni non tradizionali come convertitori statici. Infatti, l'aumento nell'uso di produzione rinnovabile tenderà a ridurre la chiamata in servizio di generazione tradizionale fossile che però risulta essere la base per la fornitura di servizi di rete e che garantisce la stabilità del sistema [3]. Per tale motivo, accumulatori, tra cui quelli elettrochimici, saranno elementi indispensabili nel prossimo futuro per fornire stabilità al sistema, tra cui quella che andrà via via riducendosi a causa dell'uso progressivamente ridotto di generazione fossile tradizionale. In particolar modo, la partecipazione dell'utenza così che possa fornire flessibilità tramite anche accumuli distribuiti e/o veicoli elettrici in ricarica fornisce al sistema un ulteriore elemento di controllo ed un'opportunità; però, i sistemi di utenza dovranno essere necessariamente controllati in modo più efficace tramite sistemi di gestione che siano in grado anche di essere flessibili nella topologia di componenti, nella loro numerosità e taglia nominale.

La letteratura tradizionale e le metodologie sviluppate tipicamente sono focalizzati su sistemi definiti e raramente prevedono la capacità di essere facilmente espandibili a configurazioni di sistemi diverse, quindi composte da un numero arbitrario di componenti, connessi in modi variegati e di taglia diversa [3]. In particolar modo, lo strumento deve essere flessibile così da potersi adattare facilmente a sistemi diversi, così da minimizzare anche il costo di sviluppo per una configurazione di sistema diverso.

D'altro canto, gli stessi sistemi dovranno essere in grado di facilitare la fornitura di servizi ancillari alla rete da parte dell'operatore del sistema così da facilitare un aumento della penetrazione di fonti rinnovabili e permettere maggiori ritorni economici per l'operatore di sistema, tra cui flessibilità nella modifica del piano di scambio di potenza con la rete così da facilitare la risoluzione delle congestioni di rete [4], fornire riserva secondaria e terziaria al sistema a richiesta dell'operatore di sistema [5], [6] o modulare la produzione allo scopo di minimizzare il costo economico per il sistema [7]. Per far ciò, però, risulta necessario coordinare efficacemente tutti i componenti del sistema, accumuli inclusi, e monitorare il sistema da personale formato che sia in grado di decidere opportunamente le azioni da intraprendere. In particolare, risulta assolutamente necessario ridurre il rischio della mancata fornitura del servizio elettrico, che può essere quantificato mediante l'energia non fornita [6].

Lo stato dell'arte corrente prevede lo studio di tecniche di dimensionamento e dispacciamento con l'obiettivo di ridurre il disservizio, talvolta tenendo in considerazione l'affidabilità dei componenti del sistema, delle incertezze di previsione del carico e del rinnovabile [8]–[10]. Raramente, però, sono stati proposti modelli che tenessero in conto una elevata flessibilità dello strumento di gestione rispetto alla topologia del sistema, caratteristica del componente (AC o DC), del numero dei componenti e della loro taglia nominale.

Tipicamente, i metodi per trattare le incertezze nella letteratura scientifica vertono sull'uso di metodi di ottimizzazione matematica che sono classificabili in tre categorie principali: stocastici, robusti o a vincoli di probabilità, in base a come le incertezze sono modellate, con gradi di complessità diversa [11]–[13]. Nel primo caso, le incertezze sono modellate tramite una determinata funzione di probabilità che definisce la coppia probabilità ed intensità dell'evento. Nel caso di metodologie robuste, invece, l'incertezza è riassunta nell'identificazione di due bande di escursione massima dell'incertezza ed il modello non considera la specifica densità di probabilità, pertanto sono più semplici da risolvere, ma il risultato può essere

conservativo. Infine, nella trattazione a vincolo di probabilità, viene specificato che la probabilità di un determinato evento non deve eccedere una determinata quantità. Le tre formulazioni presentano complessità e tempi di calcolo significativamente differenti che possono essere risolti sia tramite modelli (meta-)euristici che con metodi di ottimizzazione tradizionali, come ad esempio l'ottimizzazione lineare mista intera (Mixed-Integer Linear Programming) [9]. Lo stato dell'arte considera tecniche MILP come tecniche efficienti ed a garanzia di ottimalità globale [14], pertanto sono state scelte per lo sviluppo dell'EMS discusso in questo documento.

Dato l'obiettivo della LA 1.9 che corrisponde nello sviluppo di un sistema di gestione del sistema che sia efficace e veloce per un sistema generico, che può essere anche notevolmente ampio e complesso, nel corso di questa attività è stato sviluppato un metodo di gestione di sistema deterministico, basato su metodologia Mixed-Integer Linear Programming [9] che sia in grado di adattarsi ad una generica rete MTBT AC/DC in modo assolutamente flessibile così che possa facilmente interfacciarsi con software commerciali di analisi di sistemi elettrici come ad esempio PowerFactory [15] o NEPLAN [16]. Si tiene a precisare che il modello proposto nella LA 1.8 non aveva la flessibilità necessaria per poter essere applicato a strutture di rete generiche come quelle necessarie dal progetto ed oggetto di questo studio. Per tale motivo, in questa attività si propone lo sviluppo del modello matematico adattato ad una generica rete elettrica AC/DC e se ne descrivono le principali ipotesi. Tecniche probabilistiche saranno oggetto di attività di ricerca successiva per la LA 1.15, che si baserà su quanto sviluppato in questa sede.

In particolare, per massimizzare la flessibilità dello strumento, è stato scelto di sviluppare il software con il linguaggio Python, in accordo con ENEA, ed in particolare, è stato sviluppato in modo da permettere un suo facile uso ed adattabilità per strutture di rete più complesse.

1 Descrizione del modello

1.1 Scopo del modello

Il modello proposto si propone di risolvere un problema di dispacciamento per un sistema elettrico microgrid caratterizzato da diversi componenti di generazione elettrica rinnovabile, accumulo elettrochimico, carico, convertitori, linee di distribuzione e trasformatori. Il sistema oggetto dell'analisi è supposto essere di proprietà o in completa gestione del gestore che esegue l'ottimizzazione del dispacciamento con l'obiettivo di ottimizzare il sistema a minimo costo.

1.2 Principali ipotesi

Il sistema oggetto dell'analisi è assunto essere in possesso o in gestione assoluta di un unico operatore che quindi ha il pieno controllo sui componenti del sistema. Inoltre, si assume che l'operatore abbia accesso a previsioni affidabili della produzione rinnovabile, del carico da alimentare e dei prezzi di acquisto e vendita del generatore. Pertanto, si rende necessaria la presenza di un sistema di gestione intelligente che monitori il sistema e permetta di controllare i componenti in modo coerente con la tecnologia di ogni componente eventualmente agendo a distanza. Inoltre, si assume che la topologia del sistema non cambi nell'orizzonte temporale considerato della simulazione ed ottimizzazione. Le relazioni tra i componenti sono approssimate tramite relazioni lineari per garantire la convergenza globale della metodologia.

1.3 Requisiti funzionali aggiuntivi

L'attività di gestione si prefigge i seguenti obiettivi ausiliari:

- Facilità di utilizzo ed interfacciamento
- Flessibilità del sistema nell'essere facilmente espandibile con componenti aggiuntivi
- Flessibilità nell'essere adattato a topologie di sistemi diversi
- Convergenza dell'algoritmo verso l'ottimo globale
- Velocità di convergenza

Gli elementi sopra esplicitati sono stati identificati e valutati come qualità desiderabili del modello e sono caratteristiche guida aggiuntive che hanno guidato lo sviluppo del modello e le corrispondenti scelte implementative.

In particolare, per rendere il sistema facilmente leggibile da collaboratori di ricerca ed ENEA, è stato scelto di sviluppare il modello matematico con il software di sviluppo Python ed in particolare la libreria Pyomo [17], che è un tool modellistico che permette di descrivere le equazioni del modello in modo algebrico, di testare diversi possibili risolutori matematici (esempio CPLEX, Gurobi, MOSEK, ecc) per lo stesso modello matematico, e quindi non è vincolato ad un risolutore specifico, e infine risulta open source e di facile utilizzo. Il software di sviluppo Python e la libreria Pyomo sono altresì strumenti efficaci per permettere una facile espandibilità del modello per tenere in considerazione componenti aggiuntivi, per cui il codice sviluppato per questo caso può essere successivamente espanso facilmente, in accordo con le scelte impiantistiche descritte in questo documento.

Inoltre, per permettere una generalizzazione del problema e dato che in futuro il tool potrebbe essere utilizzato per topologie di sistema variegata e che vadano oltre le topologie studiate nel corso di questa deliverable e/o progetto, è stato ritenuto utile sviluppare un codice che sia flessibile alla topologia. In particolar modo, è stato scelto che il sorgente software sia in grado di leggere un file di configurazione che specifica la topologia del sistema e la collocazione e taglia dei componenti installati all'interno della rete oggetto dell'analisi. In questo modo, gli stessi codici sorgente sarebbe in grado di risolvere molteplici casi studio senza che sia necessario modificarli in modo sostanziale. Per far questo, è stato scelto di usare il pacchetto PyYAML di Python [18] che permette di leggere con facilità i file con codifica YAML (estensione ".yaml"). Tale formato di file permette di descrivere in modo semplice e facilmente leggibile la topologia della rete di interesse e d'altro canto il pacchetto PyYAML di Python mette a disposizione funzioni che permettono una facile lettura e scrittura di tali informazioni che semplificano la leggibilità e manutenibilità del software. Maggiori dettagli saranno forniti successivamente.

Con l'obiettivo di assicurare la convergenza del problema verso l'ottimo globale ed una veloce simulazione, il problema è stato descritto come un problema MILP, metodologia ampiamente utilizzata e che permette di ottenere in modo robusto, affidabile e veloce la soluzione ottima globale del sistema.

1.4 Modello generalizzato del sistema

Con l'obiettivo di permettere una facile applicazione della stessa metodologia e dello stesso codice sorgente a topologie e configurazioni di sistema sensibilmente diverse, il metodo proposto si basa su una descrizione del problema basata sulla teoria dei grafi in cui i nodi fisici della rete sono astratti in nodi virtuali di un grafo, ogni componente fisico è rappresentato come un arco su un grafo che è collegato ad uno o più nodi virtuali. Per chiarire questo concetto, si faccia riferimento alla immagine mostrata in Figura 1 che mostra a solo scopo illustrativo un esempio di trasformazione di un sistema microgrid isolato connesso in rete con la rappresentazione astratta basata su nodi astratti e tipologie di componenti. In particolare, si osserva come ogni componente fisico sia rappresentabile come componente, avente una sua specifica tipologia. Ciascuna tipologia di componente identifica una classe di componenti fisici descritti da una serie di equazioni matematiche e parametri dettagliati in seguito. Ciascun componente è collegato ad uno o più nodi, in base alla tipologia di componente: i convertitori sono collegati ad almeno due nodi equivalenti in quanto trasferiscono energia tra un nodo ed un altro, mentre le unità di produzione ed accumulo sono collegate ad un unico nodo equivalente.

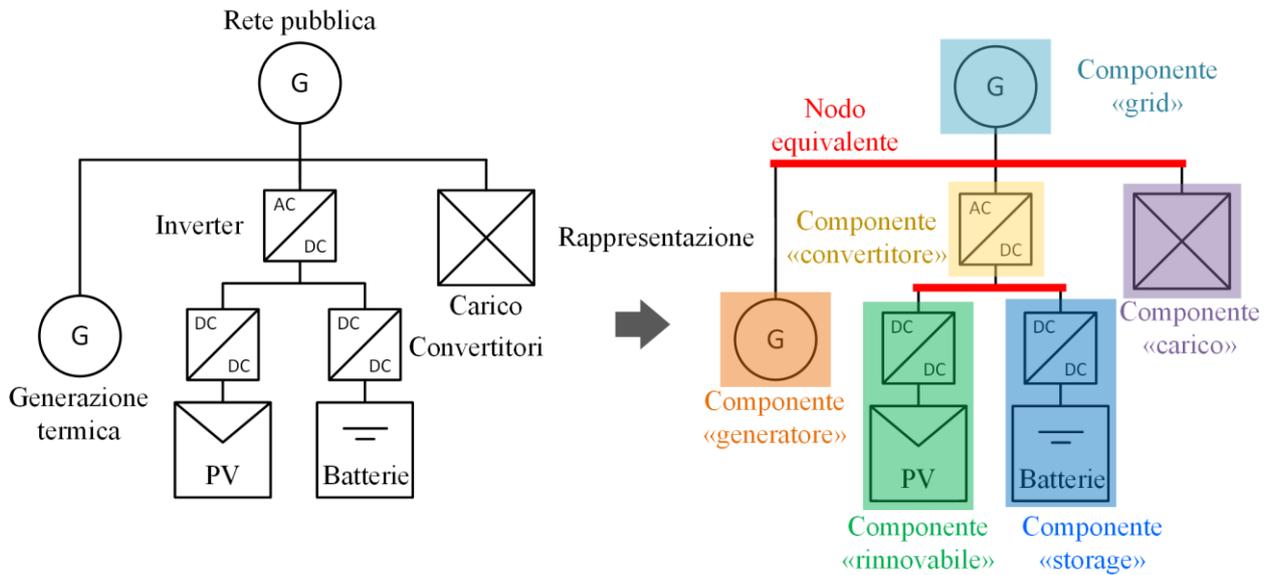


Figura 1: Rappresentazione astratta di un possibile sistema

In particolare, date le applicazioni del progetto ed il caso studio previsto, sono state individuate le seguenti tipologie di componenti principali:

- **Carico:** il componente carico caratterizza una unità di consumo collocata in un dato nodo equivalente del modello. Il modello di questa unità tiene in considerazione che, in caso di convenienza per la funzione obiettivo e/o di necessità, il carico può essere ridotto.
- **Produzione rinnovabile:** il componente produzione rinnovabile caratterizza e modella una qualunque unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile. Il modello di questa unità prevedrà la possibile riduzione di produzione, qualora sia opportuno per il dispacciamento.
- **Convertitore/Linea:** col componente “convertitore” si identifica un qualunque componente che permette il trasferimento di energia tra due nodi equivalenti; questo stesso componente quindi permette di modellare sia linee elettriche che convertitori statici o trasformatori. Il trasferimento è limitato in termini di flusso di energia ed è caratterizzato da una perdita di energia considerato proporzionale al flusso.
- **Batteria:** il componente “batteria” modella un accumulo elettrochimico con efficienza lineare e dotato di limiti in energia e potenza, così che possa efficacemente modellare il comportamento fisico di una batteria elettrochimica al litio. Tale scelta è giustificata dal fatto che per le applicazioni stazionarie, le batterie al litio stanno diventando sempre più lo stato dell’arte grazie al loro costante calo di prezzo ed aumento di prestazioni.
- **Rete:** infine, il componente rete permette di modellare lo scambio di energie da una rete elettrica prevalente. Tale flusso di energia ha un costo che può variare in base alla direzione del flusso: se l’energia è acquistata si applica un determinata tariffa che può essere diversa da quella che si applica in caso di vendita.

La modellazione matematica di questi componenti è descritta in seguito. Inoltre, questi componenti sono stati scelti ed implementati, ma il software è facilmente scalabile per implementare componenti aggiuntivi.

1.5 Obiettivo dell’analisi

Lo scopo dell’analisi è l’ottenimento della soluzione che minimizzi il costo operativo per il sistema in considerazione che tenga conto dei prezzi di acquisto e vendita dell’energia verso la rete e del costo opportunità dell’utilizzo degli accumuli elettrici.

1.6 Struttura dell' algoritmo proposto

La struttura dell' algoritmo proposto che soddisfa i requisiti funzionali e non funzionali descritti precedentemente è riportata in Figura 2. In particolare, la metodologia proposta prevede di eseguire un sorgente unico scritto in Python con la libreria Pyomo, che si interfaccia con i file di configurazione esterni che definiscono le caratteristiche del caso studio. I file di input sono due: un file di configurazione con codifica YAML che descrive la struttura dei componenti e della rete e un file csv che specifica i valori delle serie temporali dei parametri richiamati nel file YAML di configurazione.

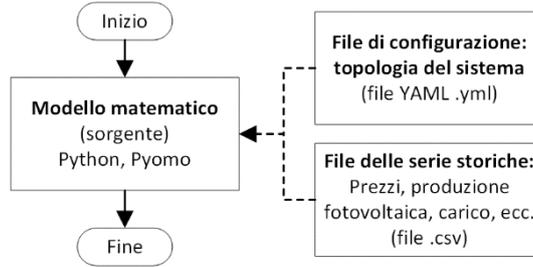


Figura 2: Algoritmo

In particolare, la metodologia descritta nel seguente paragrafo ha lo scopo di descrivere una formulazione matematica generale che possa essere applicata ad una generica rete MTBT con componenti misti AC e DC. Questa generalizzazione è assolutamente importante e necessaria per lo strumento desiderato, la cui struttura si deve adattare alla configurazione del sistema, cosa che non era l'obiettivo del precedente studio e che è stato invece l'obiettivo di quanto discusso in questo deliverable.

2 Modello matematico

In questa sezione si descrive il modello matematico corrispondente al grafo astratto composto da nodi equivalenti e componenti, che permettono di descrivere una topologia di sistema a piacimento.

2.1 Funzione obiettivo

La funzione obiettivo considerata consiste nella massimizzazione del profitto operativo che tiene in considerazione dell'acquisto e vendita dell'energia della rete ($\Delta GRID_t$), del costo (C_t^{peak}) dell'uso della potenza di picco, del costo equivalente corrispondente ad un eventuale restrizione del carico (ΔC_t^{LC}) ed il costo opportunità legato all'utilizzo della batteria (ΔC_t^{wear}).

$$\max OP = \sum_{t \in T} \Delta GRID_t - C_t^{peak} - \Delta C_t^{LC} - \Delta C_t^{wear} \quad (1)$$

I ricavi dalla vendita e vendita di energia ($GRID_t$) sono modellati con la funzione descritta in (2), dove π_t^{sell} e π_t^{buy} sono i prezzi di vendita ed acquisto dell'energia, e $P_{g,t}^+$ e $P_{g,t}^-$ rappresentano le potenze scambiate con la rete in vendita ed acquisto del componente g di tipo Grid. La contribuzione al picco di potenza è valutata con le equazioni (3), (4) e (5), in cui quando la potenza verso la rete eccede una soglia preconfigurata (\hat{P}^{peak}), si verificano costi aggiuntivi; altrimenti tale contributo è nullo. Tali costi sono calcolati per tutti i componenti di tipologia "grid" in quanto ciascun componente di tale tipologia rappresenterebbe un allaccio indipendente alla rete sul quale insistono tali costi. I costi di degradamento considerati sono legati all'uso della batteria con una funzione proporzionale, che sono modellati con (6), c_b^{wear} è il costo specifico per ciascuna carica e scarica della batteria b . Infine, i costi dell'energia non servita (C_t^{LC}) sono proporzionali alla potenza non fornita, secondo l'equazione (7), dove l rappresenta il componente di tipologia load.

$$GRID_t = \sum_{g \in G} \pi_t^{sell} P_{g,t}^+ + \pi_t^{buy} P_{g,t}^- \quad (2)$$

$$C_t^{peak} \geq \sum_{g \in G} C_{g,t}^{peak} \quad (3)$$

$$C_{g,t}^{peak} \geq c_g^{peak} (\max\{P_{g,t}^+, P_{g,t}^-\} - \hat{P}_g^{peak}) \quad (4)$$

$$C_{g,t}^{peak} \geq 0 \quad (5)$$

$$C_t^{wear} = \sum_{b \in B} c_b^{wear} (P_{b,t}^+ + P_{b,t}^-) \quad (6)$$

$$C_t^{LC} = \sum_{l \in L} c_l^{LC} P_{l,t}^{LC} \quad (7)$$

Per stimare il valore di c_B^{wear} si può ricorrere alla seguente modalità basata sulla conoscenza della curva che esprime il numero di cicli di vita di una batteria in funzione della profondità di scarica. Lo sviluppatore in fase di dimensionamento sceglie i limiti operativi della batteria che portano la batteria ad essere operata ad una profondità di scarica massima definita \overline{DoD} . A questo punto, sulla base del datasheet, si calcola il numero di cicli equivalenti corrispondenti alla data \overline{DoD} . Pertanto, si può calcolare l'energia che può essere scaricata dalla batteria come $\overline{E}_{es} = \overline{DoD} E_n$, dove E_n rappresenta la taglia nominale della batteria in energia. Infine, il parametro può essere stimato come $c_B^{wear} = \frac{C_n}{2\overline{E}_{es}}$, dove C_n è il costo della batteria. Si tiene presente che il 2 al denominatore compare in quanto si assume che il degradamento avvenga sia in carica che scarica della batteria, per cui, coerentemente è necessario moltiplicare per due l'energia totale che può essere prelevata dalla batteria nella sua vita attesa.

2.2 Bilancio ai nodi

Per ciascun nodo della rete virtuale è necessario garantire il bilancio energetico in quanto nel nodo si assume non ci sia accumulo di carica, per cui la somma dei flussi entranti in un dato nodo i della rete deve uguagliare quella dei flussi uscenti dallo stesso nodo, per ogni istante temporale t . Equazione (8) rappresenta il bilancio elettrico al nodo i , dove $P_{c,i \rightarrow j,t}^{+/-}$ denotano le variabili non-negative che caratterizzano e definiscono il flusso energetico per il componente c che interviene sul nodo i . In particolare, ciascun componente ha un riferimento che specifica la direzione del flusso fisico rispetto al segno delle variabili caratteristiche del componente stesso. Tale riferimento è individuato dai nodi di partenza (i) e fine (j) e sono rappresentati con la notazione $i \rightarrow j$. Per spiegare meglio l'equazione (8), il termine a sinistra dell'uguaglianza identifica la somma dei flussi di energia per quei componenti che hanno il riferimento del flusso di energia entrante al nodo i , denotati con $j \rightarrow i$; mentre a destra dell'uguaglianza si presenta la sommatoria sui componenti che hanno riferimento uscente dal nodo, denotati con $i \rightarrow j$.

$$\sum_c P_{c,j \rightarrow i,t}^+ [-P_{c,j \rightarrow i,t}^-] = \sum_c P_{c,i \rightarrow j,t}^+ [-P_{c,i \rightarrow j,t}^-], \quad \forall i, t \quad (8)$$

Si tiene presente che quando un componente è unidirezionale, cioè il flusso di energia può andare solo da i a j , allora il componente è caratterizzato da una sola variabile caratteristica $P_{c,i \rightarrow j,t}^+$. Altrimenti, quando il componente è bidirezionale, come ad esempio un convertitore od una batteria, esso è caratterizzato da due variabili $P_{c,i \rightarrow j,t}^+$ e $P_{c,i \rightarrow j,t}^-$, per cui $P_{c,i \rightarrow j,t}^+$ è positiva quando il flusso va da i a j e $P_{c,i \rightarrow j,t}^-$ è nulla; quando il flusso fisico di energia va da j ad i , allora $P_{c,i \rightarrow j,t}^+$ è nulla e $P_{c,i \rightarrow j,t}^-$ positiva.

Questa notazione permette di descrivere efficacemente sistemi che hanno molteplici nodi di sistema, siano essi in corrente alternata, continua.

2.3 Componente "rete"

Il componente "rete" ha lo scopo di modellare un allaccio indipendente alla rete; esso risulta essere un componente collegato ad un unico nodo, che quindi corrisponde alla notazione $\rightarrow i$, ed è vincolato da un

massimo flusso di potenza dettato da limiti di potenza contrattuale e limiti fisici di transito. Tali limiti sono espressi dal parametro $P_g^{size,+/-}$. L'equazione (9) rappresenta il modello corrispondente.

$$0 \leq P_{g,\rightarrow i,t}^{+/-} \leq P_g^{size,+/-} \quad (9)$$

2.4 Componente "batteria"

Il componente batteria è caratterizzato da vincoli di massima potenza e capacità, come descritto dai vincoli (10)-(14). I vincoli (10) impongono il limite sulla potenza che il convertitore della batteria possa dispacciare. Le disequazioni (11) e (12), invece, impongono che la batteria non possa essere caricata e scaricata nello stesso intervallo temporale. Infine, il bilancio energetico nella batteria è gestito con l'equazione (13) ed i limiti di massima e minima energia, altresì, sono dettagliati in (14). Si osserva che questo componente è intrinsecamente bidirezionale in quanto la batteria può essere caricata e scaricata, però ciascuna batteria può intervenire unicamente su un nodo solo i , pertanto si usa la notazione $\rightarrow i$. I parametri principali del modello sono la taglia della batteria in energia (E_b^{size}) e potenza (P_b^{size}), l'efficienza di conversione η_b ed i massimi α_b^{max} e minimi α_b^{min} valori di stato della batteria sulla base dei quali si calcola anche il parametro c_b^{wear} , come descritto precedentemente.

$$0 \leq P_{b,\rightarrow i,t}^{+/-} \leq P_b^{size} \quad (10)$$

$$0 \leq P_{b,\rightarrow i,t}^+ \leq z_{b,\rightarrow i,t} M_b \quad (11)$$

$$0 \leq P_{b,\rightarrow i,t}^- \leq (1 - z_{b,\rightarrow i,t}) M_b \quad (12)$$

$$E_{b,i \rightarrow j,t} = E_{b,\rightarrow i,t-1} + \Delta P_{b,\rightarrow i,t}^- \eta_b - \Delta \frac{P_{b,\rightarrow i,t}^+}{\eta_b} \quad (13)$$

$$\alpha_b^{min} E_b^{size} \leq E_{b,\rightarrow i,t} \leq \alpha_b^{max} E_b^{size} \quad (14)$$

Si osserva che questo modello di componente permette di modellare sia batterie che hanno il convertitore statico connesso, sia batterie senza convertitore collegate direttamente ad un bus.

2.5 Componente "convertitore"

Il componente "convertitore" ha lo scopo di modellare una conversione di energia con perdite lineari tra un nodo della rete ed un altro. Pertanto, questo componente è intrinsecamente bidirezionale e pertanto si usa la convenzione $i \rightarrow j$ che esprime il fatto che il riferimento della direzione convenzionale dell'energia che va dal nodo i al nodo j . Il modello dell'inverter, mostrato in (15)-(17), è simile ai vincoli di potenza inerenti al convertitore di potenza della batteria. Il primo di essi impone che il dispacciamento non sia superiore alla capacità del convertitore, mentre gli altri due impongono che il componente non eroghi ed assorba potenza dalla stessa sbarra elettrica nello stesso intervallo temporale. Il pedice "c" identifica la tipologia convertitore.

$$0 \leq P_{c,i \rightarrow j,t}^{+/-} \leq P_c^{size} \quad (15)$$

$$0 \leq P_{c,i \rightarrow j,t}^+ \leq z_{c,i \rightarrow j,t} M_c \quad (16)$$

$$0 \leq P_{c,i \rightarrow j,t}^- \leq (1 - z_{c,i \rightarrow j,t}) M_c \quad (17)$$

Si osserva che in questo componente si modella la perdita di efficienza tra l'ingresso ed uscita tramite le seguenti relazioni, dove le grandezze con apice "out" descrivono le grandezze in uscita al nodo j per il riferimento considerato e η_c rappresenta l'efficienza di conversione.

$$P_{c,i \rightarrow j,t}^{+,out} = P_{c,i \rightarrow j,t}^+ \eta_c \quad (18)$$

$$P_{c,i \rightarrow j,t}^{-,out} = \frac{P_{c,i \rightarrow j,t}^-}{\eta_c} \quad (19)$$

Si osserva che questo modello permette ha la capacità di modellare il comportamento energetico approssimato sia convertitori statici, che elementi di rete come, ad esempio, trasformatori e linee elettriche, con un modello ad efficienza costante. Pertanto, il modello proposto risulta piuttosto flessibile e generalizzabile.

2.6 Componente “rinnovabile”

Il componente “rinnovabile” ha l’obiettivo di modellare la produzione energetica disponibile da fonti di produzione rinnovabili non programmabili come, ad esempio, sistemi di produzione fotovoltaica od eolica. I vincoli per l’impianto fotovoltaico sono limitati al fatto che la potenza prodotta non può essere superiore a quella producibile, che è funzione della taglia del componente (P_r^{size}) e della producibilità specifica del componente ($p_{r,t}^{av}$) nelle condizioni meteorologiche e di installazione del sito. La formulazione matematica di quanto sopra è descritta in equazione (20). In maniera analoga a quanto descritto precedentemente, questo componente è unidirezionale ed interviene in un unico nodo alla volta (i).

$$0 \leq P_{r \rightarrow i,t}^+ \leq p_{r,t}^{av} P_r^{size} \quad (20)$$

2.7 Componente “carico”

Infine, il tipo di componente “carico” descrive il modello del carico che risulta essere una quantità modulabile in quanto, se economico o per vincoli di disponibilità dell’energia, parte del carico può essere non alimentato. La domanda non servita è vincolata ad essere non nulla e non superiore al carico attuale, come mostrato di seguito nelle equazioni (21) e (22). In particolare, l’equazione (21) specifica la variabile unidirezionale che descrive la domanda effettivamente alimentata per il componente carico, mentre l’equazione (22) specifica che il carico tagliato deve necessariamente essere inferiore al carico disponibile.

$$P_{l,t}^+ = P_{l,t}^L - P_{l,t}^{LC} \quad (21)$$

$$0 \leq P_{l,t}^{LC} \leq P_{l,t}^L \quad (22)$$

2.8 Grandezze di affidabilità

Ai fini di quantificare l’affidabilità del sistema, si descrivono le grandezze considerate in funzione della modellazione riportata di seguito.

2.8.1 Energia non fornita da ciascun utente (LPENS)

L’energia non fornita per ciascun utente, o componente di carico, è quantificata come la grandezza riportata in (23), dove $P_{l,t}^{LC}$ rappresenta la quantità di energia non servita per ogni istante temporale t e componente di carico l -esimo.

$$LPENS_l = \sum_t P_{l,t}^{LC} \quad (23)$$

2.8.2 Energia non fornita per il sistema (ENS)

L’energia non fornita per l’intero sistema corrisponde alla somma dei contributi dell’energia non fornita di ciascun componente di carico, o utenza, come riportato in (24).

$$ENS = \sum_l LPENS_l = \sum_{l,t} P_{l,t}^{LC} \quad (24)$$

2.8.3 Costo di interruzione per ciascun utente (LPEIC)

Il costo sostenuto per l’interruzione di componente di carico è individuato con l’equazione (25), dove c_l^{LC} è il corrispondente costo unitario specifico per il carico l -esimo.

$$LPEIC_l = \sum_t c_l^{LC} P_{l,t}^{LC} \quad (25)$$

2.8.4 Costo totale per le interruzioni (EIC)

Infine, il costo totale sostenuto dal sistema è individuato dall'equazione (26) come la somma dei contributi dei singoli carichi.

$$EIC = \sum_l LPEIC_l = \sum_{t,l} c_l^{LC} P_{l,t}^{LC} \quad (26)$$

Dato l'obiettivo della presente LA 1.9, relativo allo sviluppo di un metodo di gestione di sistema deterministico, l'implementazione delle metriche di valutazione dell'affidabilità non è stato effettuato. Il tool è stato tuttavia predisposto, in particolare per quanto concerne il calcolo dell'energia non fornita, di cui si riporta un esempio nella parte dei risultati. Si rimanda alla LA 1.15 per una descrizione più completa delle metriche in questione, in particolare per ciò che riguarda la parte legata alle interruzioni.

3 File di configurazione del sistema (.yml)

Un esempio di file di configurazione YALM corrispondente alla modellazione matematica descritta nel file precedente è mostrato in Figura 3, dove si evidenziano le voci parametriche descritte nel modello precedente.

In particolare, si osserva che gli elementi di tipo componente che sono collegati ad un unico nodo sono tutti dichiarati nella voce "nodes", che descrive le tecnologie disponibili per ciascun nodo. Invece, i componenti che collegano due nodi (in ed out), quindi i convertitori, sono descritti nella voce "links".

In particolare, si osserva che nel caso dei componenti rete (grid), carico (load) e rinnovabile (renewable), si fa riferimento a delle chiavi di riferimento, come ad esempio "price1", "price2", "load_aux", "load_metro" e "pv1". Questi codici dovranno corrispondere a dei nomi nel file csv che rappresenta lo storico dei dati e descritto mediante un file csv.

```

nodes:
  BB_MV_AC_C04:
    techs:
      grid:
        type: grid
        price_buy: price1
        price_sell: price2
        cap_pwr: 200
        max_supply: 1
        max_load: 1
  BB_LV_AC_C02:
    techs:
      load_aux:
        type: load
        unmet_cost: 5
        profile: load_aux
  BB_LV_DC_C01:
    techs:
      load:
        type: load
        unmet_cost: 5
        profile: load_aux
      pv:
        type: renewable
        profile: pvl
        cap_pwr: 50
  BB_LV_DC_C03:
    techs:
      load:
        type: load
        unmet_cost: 5
        profile: load_metro
  BB_LV_DC_C05:
    techs:
      batt:
        type: battery
        cap_en: 30
        init_SOC: 0.8
        max_SOC: 0.9
        min_SOC: 0.1
        final_SOC: 0.0
        max_dch: 1
        max_ch: 1
        cost_dch: 0.001
        cost_ch: 0.001
        eta_dch: 0.98
        eta_ch: 0.98

links:
  Tr2_C06_2/0.4:
    in: BB_MV_AC_C04
    out: BB_LV_AC_C02
    cap_pwr: 200
    max_outin: 1
    max_inout: 1
    etaoutin: 0.98
    etainout: 0.98
  PWM_C01:
    in: BB_MV_AC_C04
    out: BB_LV_DC_C01
    cap_pwr: 200
    max_outin: 1
    max_inout: 1
    etaoutin: 0.98
    etainout: 0.98
  PWM_C03:
    in: BB_MV_AC_C04
    out: BB_LV_DC_C03
    cap_pwr: 200
    max_outin: 1
    max_inout: 1
    etaoutin: 0.98
    etainout: 0.98
  DC-Convert_C02:
    in: BB_LV_DC_C03
    out: BB_LV_DC_C05
    cap_pwr: 200
    max_outin: 1
    max_inout: 1
    etaoutin: 0.98
    etainout: 0.98

```

Figura 3: YAML file

4 File dei profili storici (.csv)

Come introdotto nella sezione precedente, le serie storiche legate alle previsioni del sistema del carico e della produzione rinnovabile, nonché dei prezzi di mercato, sono definiti tramite un file ausiliario in formato tabellare. In particolare, per la sua semplicità è stato usato un file csv. Di seguito si riporta un esempio di struttura di file corrispondente al file di configurazione riportato nella sezione precedente.

Tabella 1: esempio di struttura del file csv.

timestep	load_metro	pv1	price1	price2	load_aux
0	2.515232	0	0.18	0.05	1
0.25	2.573444	0	0.18	0.05	1
0.5	2.584811	0	0.18	0.05	1
0.75	2.571482	0	0.18	0.05	1
1	2.579591	0	0.18	0.05	1
1.25	2.562548	0	0.18	0.05	1
...

5 Caso studio

Il modello matematico proposto nelle sezioni precedenti è quindi stato applicato ad un caso studio concordato con ENEA. In particolare, il caso studio proposto è l'unità metropolitana evidenziata in rosso in quanto si compone di produzione rinnovabile fotovoltaica, accumulo elettrochimico e carico sia degli ausiliari sia per l'alimentazione del sistema di captazione previsto per l'alimentazione dei convogli.

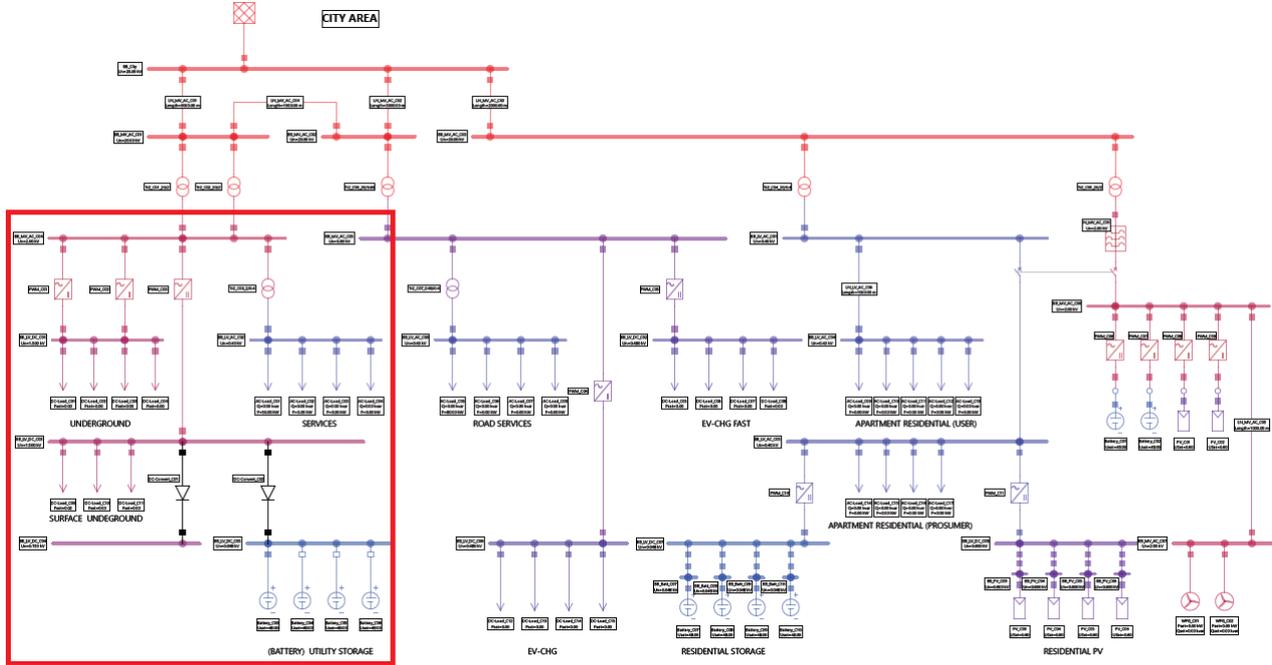


Figura 4: area selezionata per il caso studio

La rappresentazione schematica in termini del modello proposto è rappresentata in modo più chiaro in Figura 5, includendo le taglie dei componenti principali.

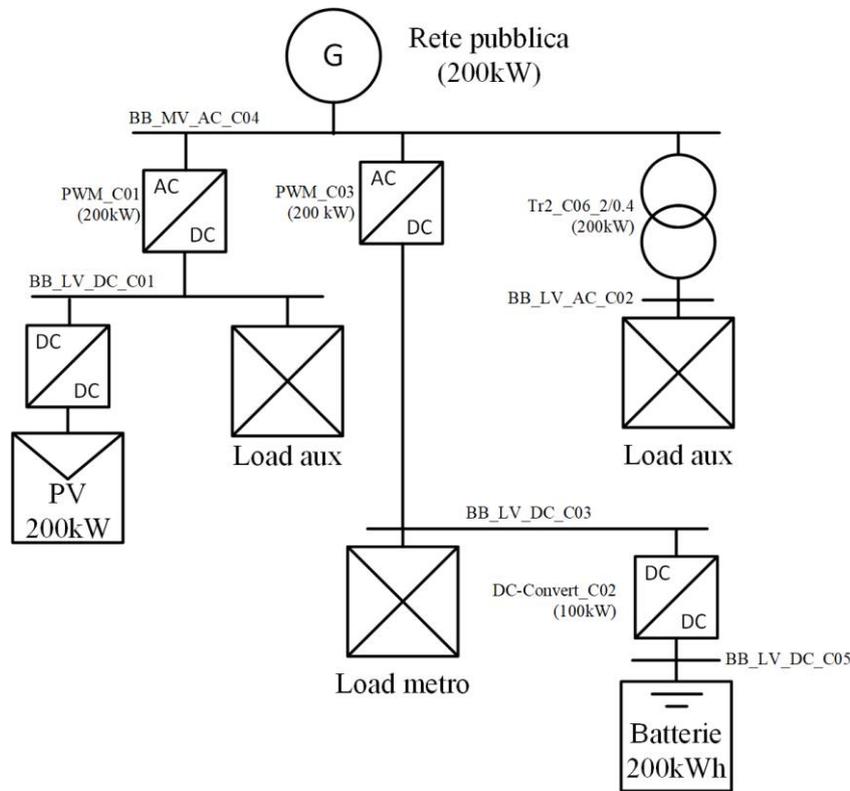


Figura 5: Rappresentazione schematica del caso studio

In particolare, per rappresentare un caso studio realistico, sono stati utilizzati dati di carico reali prelevati da una stazione di tramvia a San Fermo, VA, Italia, con risoluzione temporale di 15 minuti e potenza di picco attorno ai 120 kW. I carichi ausiliari sono assunti pari a 2 kW. I dati di produzione rinnovabile sono stati prelevati per San Fermo dalla piattaforma renewables.ninja che fornisce profili di produzione rinnovabile basata su metodologie scientifiche robuste e pubblicate in [19].

In merito ai prezzi di mercato, è stato ipotizzato che l'utenza acquisti e venda energia elettrica a tariffa costante oraria, sebbene sia diversa tra prelievo (180 €/MWh) ed immissione (50 €/MWh).

L'efficienza di roundtrip delle batterie, operate tra il 10% ed il 90% della loro capacità nominale, è stata assunta del 96%, mentre quella (non di roundtrip) dei trasformatori pari al 98%.

Il costo della potenza di picco è assunto pari a 2.5 €/kW quando la potenza scambiata con la rete eccede gli 80 kW.

6 Risultati

Nelle figure seguenti mostriamo i risultati del tool proposto applicato sul caso studio discusso nella sezione precedente.

Il valore della funzione obiettivo per il dispacciamento eseguito sulle 24 ore successive è pari a circa 112 €, di cui la maggior parte (111.9 €) sono dovuti ai costi vivi per l'acquisto dell'energia (1.16 MWh) dalla rete, ed il restante 0.14 € sono dovuti al costo opportunità per l'utilizzo della batteria, per una energia totale scaricata pari a 110 kWh nell'arco della giornata. L'energia prodotta dal fotovoltaico è completamente auto-consumata e non si verificano né costi legati al taglio del carico, né costi aggiuntivi per l'uso di un picco di potenza superiore a quanto preimpostato (80 kW).

La frazione di energia rinnovabile è pari a circa il 45%, mentre il resto è comprata dalla rete, e le perdite ammontano a circa il 3% della domanda totale, come mostrato in Figura 6. Visti i parametri, non si verifica alcuna restrizione del carico.

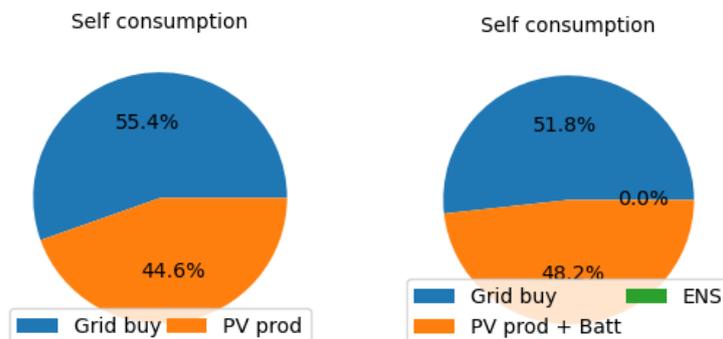


Figura 6: Frazione di produzione rinnovabile, perdite ed ENS

In particolare, da Figura 7 a Figura 11, si mostra il bilancio elettrico tra i componenti che intervengono per ciascun nodo. Dalla Figura 7, si evince che il controllo riesce efficacemente a limitare la potenza di picco del sistema entro gli 80 kW di potenza limite, altrimenti incorrerebbe in costi aggiuntivi. Ciò si verifica grazie all'intervento delle batterie tramite il convertitore DC-Convert_C02, connesso al nodo BB_LV_DC_C03 e al nodo BB_LV_DC_C05. Infatti, nelle prime ore del mattino, quando si verifica il picco di carico dovuto all'uso intensivo del tram per motivi lavorativi dai lavoratori e scolastici da studenti, la potenza richiesta alla rete (curva blu) raggiunge il valore di 80 kW senza superarlo. Ciò si verifica in quanto eccedere gli 80 kW di potenza di picco preventivata implicherebbe incorrere in costi aggiuntivi. L'EMS proposto, cosciente di ciò, esegue un dispacciamento preventivo e gestisce i componenti del sistema in modo da ovviare a questo fatto e ridurre i costi operativi del sistema.

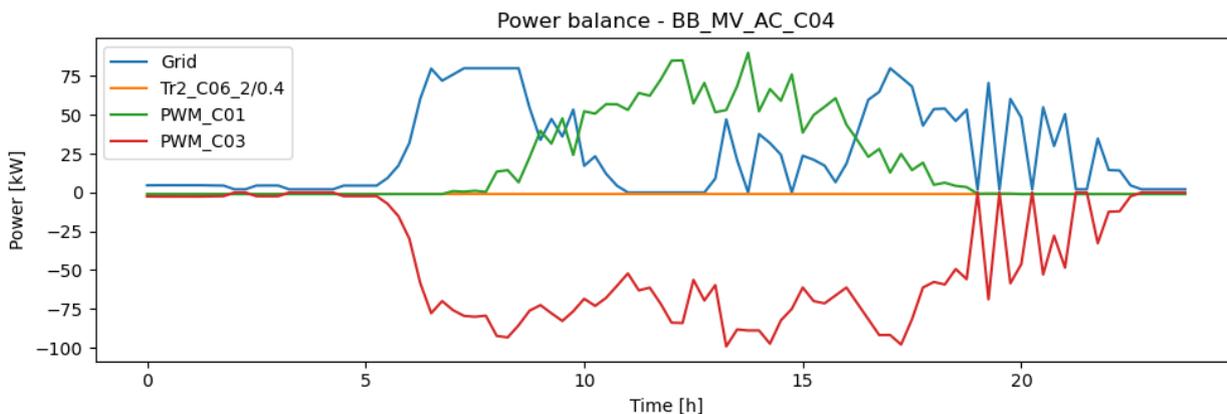


Figura 7: Bilancio nodo BB_MV_AC_C04

Il carico degli elementi ausiliari alimentato al nodo AC BB_LV_AC_C02 è pari a 1 kW ed è alimentato per mezzo del trasformatore MTBT Tr2_C06_2/0.4, come mostrato in Figura 8. Infatti, la potenza del trasformatore è pari a 1 kW che corrisponde esattamente al carico, infatti le due linee sono sovrapposte; non si verifica alcuna restrizione di carico, infatti il carico disalimentato è pari a zero.

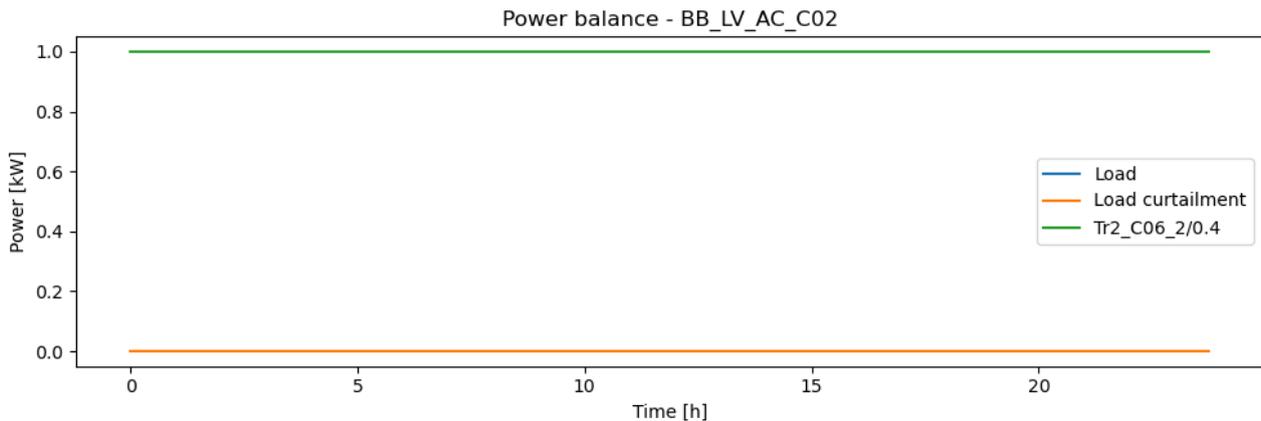


Figura 8: Bilancio nodo BB_MV_AC_C02

Risulta interessante il bilancio al nodo BB_LV_DC_C01 in quanto si evince che l'elevata produzione rinnovabile ivi presente non può essere consumata allo stesso nodo, pertanto essa viene trasmessa tramite al convertitore PWM_C01 al nodo BB_MV_AC_C04, dove si trova lo stesso profilo della Figura 9 ma invertito di segno, in quanto in BB_LV_DC_C01 la potenza è assorbita da tale nodo mentre in BB_MV_AC_C04 è erogata.

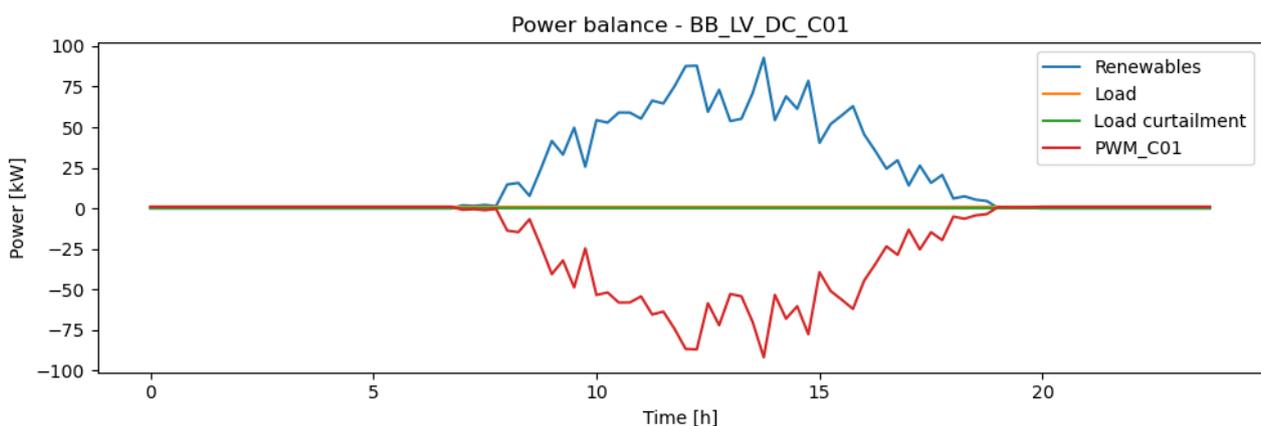


Figura 9: Bilancio nodo BB_LV_DC_C01

In Figura 10, si mostra infine il bilanciamento tra il carico della tramvia (curva blu) e la potenza dispacciata dal sistema. Si osserva che la maggior parte del carico è alimentato tramite il convertitore PWM_C03, mentre il rimanente squilibrio è bilanciato tramite il convertitore DC-Convert_C02. Il contributo marginale al carico dovuto a questo secondo componente è giustificato dal fatto che questo convertitore è collegato alla sbarra BB_LV_DC_C05 dove è presente unicamente una batteria. Per tale motivo, infatti, il profilo del convertitore (curva rossa) è limitato. Risulta interessante notare che il maggior contributo del convertitore si verifica nelle ore mattinieri (8-9), laddove si verifica il picco di utilizzo della tramvia a cui corrisponde un elevato picco di carico. Come discusso prima, infatti, l'EMS interviene con l'obiettivo di limitare il picco di assorbimento con la rete e ciò è possibile grazie ad una gestione predittiva dell'accumulo elettrico e del suo convertitore. Durante le ore giornaliere, invece, l'accumulo è prontamente ricaricato per poter essere riutilizzato successivamente.

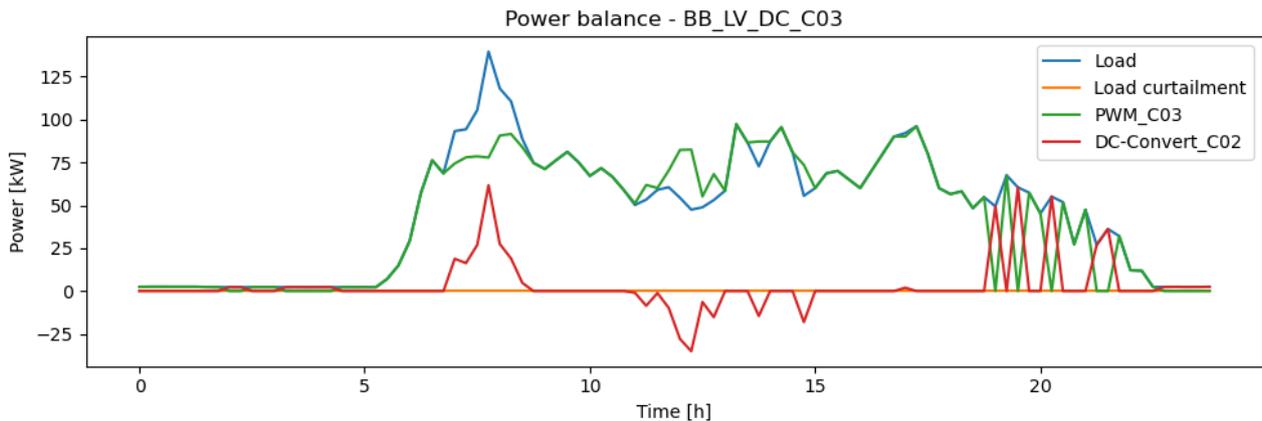


Figura 10: Bilancio nodo BB_LV_DC_C03

Il bilancio al nodo energetico dell'accumulo è mostrato in Figura 11. In particolare si osserva che le batterie intervengono proprio nelle ore mattutine per limitare il picco di carico della metro (Figura 10), mentre esse vengono ricaricate nelle ore centrali del giorno quando si verifica una maggior produzione rinnovabile.

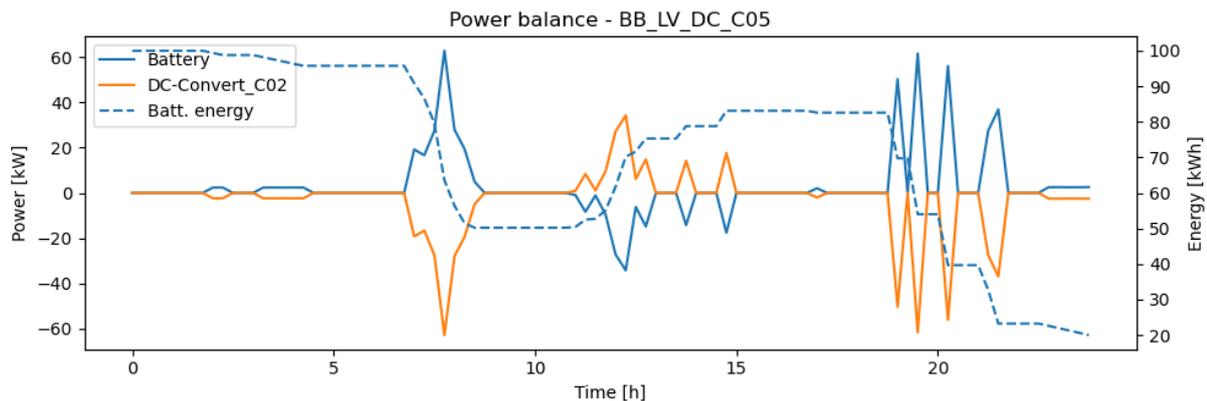


Figura 11: Bilancio nodo BB_LV_DC_C05

Questa metodologia può essere ripetuta più volte all'interno della giornata con lo scopo di aggiornare il dispacciamento del sistema in accordo alle nuove condizioni dello stesso, che possono discostarsi rispetto al valore previsto. In particolare, mediante questa metodologia, l'operatore è in grado di poter valutare il possibile margine operativo che può fornire come servizi alla rete, in termini di (a) riserva secondaria/terziaria o (b) come modifica del piano di dispacciamento per ottemperare problemi locali di congestione della rete di distribuzione. Infatti, questo metodo predittivo permette di valutare la dinamica a minimo costo dello stato del sistema ed in particolare dello stato dell'accumulo, da cui l'operatore può derivare di quanto possa discostarsi rispetto al valore previsto e quindi definire le proprie offerte sul mercato.

Ai fini degli indici di affidabilità, la configurazione deterministica è in grado di alimentare il carico completamente, data la disponibilità dei componenti attuali, per cui $ENS = 0 kWh$ nel caso deterministico. Invece, al fine di testare il corretto calcolo dell'indice di energia non fornita, è stato simulato uno scenario nel quale il sistema abbia una ridotta capacità (20kW rispetto ai 200kW del caso studio precedente) della connessione con la rete pubblica, scenario certamente irrealistico in assenza di scenari di guasto, ma condizione "forzata" utile al fine di valutare il calcolo dell'indice ENS . In questa condizione i risultati forniti sono stati riassunti in Figura 12, dove si osserva che il sistema non riesce ad alimentare adeguatamente tutti i carichi ed è costretto a non alimentare il 13% del carico. Deliverable successivi integreranno la valutazione dell'incertezza, e il calcolo dei relativi indici, nel modello sviluppato.

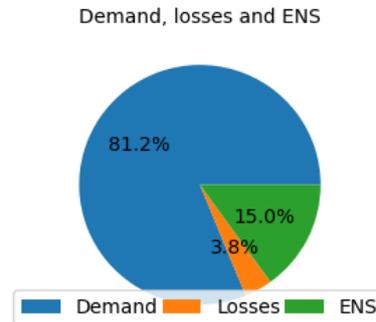


Figura 12: Frazione di produzione rinnovabile, perdite ed ENS nel caso di riduzione di portata della linea di connessione con la rete pubblica, da 200 kW a 20 kW

Conclusioni

Il metodo proposto consistente in un metodo MILP sviluppato in Python e Pyomo è riuscito a raggiungere l'obiettivo predisposto di dispacciare il sistema a minimo costo economico, tenendo conto delle risorse rinnovabili e degli accumuli presenti in una generica rete. Il metodo proposto ha raggiunto anche gli obiettivi non funzionali di flessibilità e manutenibilità in quanto è facilmente applicabile ad altre topologie di sistemi, semplicemente modificando i file di configurazione, senza necessariamente modificare il cuore dei sorgenti. In particolare, lo strumento permette di calcolare il profilo di potenza atteso da ciascun componente e dal sistema intero, per cui può essere sfruttato da operatori per valutare lo stato previsionale del sistema e quindi i possibili margini di modifica di tale piano così da fornire servizi ancillari al sistema elettrico, come riserva o per la riduzione delle congestioni di rete. In particolare, grazie alla velocità di esecuzione, il metodo può essere eseguito frequentemente all'interno della giornata così che l'operatore possa avere elevata flessibilità nella valutazione e modifica del proprio piano di gestione nei confronti del mercato elettrico.

Il metodo proposto è stato inoltre verificato ed applicato ad un caso studio realistico basato sulla rete proposta da ENEA, supportati da dati di carico realistici misurati su una tramvia a San Fermo.

Riferimenti

- [1] M. A. Hannan, M. Faisal, P. Jern Ker, R. A. Begum, Z. Y. Dong, and C. Zhang, "Review of optimal methods and algorithms for sizing energy storage systems to achieve decarbonization in microgrid applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 131, p. 110022, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110022>.
- [2] J. Lowitzsch, C. E. Hoicka, and F. J. van Tulder, "Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future?," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 122, p. 109489, Apr. 2020, doi: [10.1016/j.rser.2019.109489](https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489).
- [3] K. Shivarama Krishna and K. Sathish Kumar, "A review on hybrid renewable energy systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 907–916, Dec. 2015, doi: [10.1016/j.rser.2015.07.187](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.187).
- [4] A. Basnet and J. Zhong, "Integrating gas energy storage system in a peer-to-peer community energy market for enhanced operation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, 2020, doi: [10.1016/j.ijepes.2019.105789](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105789).
- [5] S. W. Alnaser, S. Z. Althaher, C. Long, Y. Zhou, and J. Wu, "Residential community with PV and batteries: Reserve provision under grid constraints," *J Elec Power Energy Syst.*, vol. 119, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.105856>.
- [6] D. Poli, M. Monaco, M. Giuntoli, and V. Biagini, "A novel procedure for the optimal scheduling of

- operating reserve based on stochastic optimization,” 2019, doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905753.
- [7] A. Nikpour, A. Nateghi, M. Shafie-khah, and J. P. S. Catalão, “Hybrid stochastic risk-based approach for a microgrid participating in coupled active and reactive power market,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107080.
- [8] Y. Liu, R. Sioshansi, and A. J. Conejo, “Multistage Stochastic Investment Planning With Multiscale Representation of Uncertainties and Decisions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 781–791, 2018, doi: 10.1109/tpwrs.2017.2694612.
- [9] D. Fioriti, R. Giglioli, D. Poli, G. Lutzemberger, A. Micangeli, R. Del Citto, I. Perez-Arriaga, and P. Duenas-Martinez, “Stochastic sizing of isolated rural mini-grids, including effects of fuel procurement and operational strategies,” *Electr Pow Syst Res*, vol. 160, pp. 419–428, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.epr.2018.03.020.
- [10] M. K. Daryabari, R. Keypour, and H. Golmohamadi, “Stochastic energy management of responsive plug-in electric vehicles characterizing parking lot aggregators,” *Appl. Energy*, vol. 279, p. 115751, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115751>.
- [11] D. Fioriti and D. Poli, “A novel stochastic method to dispatch microgrids using Monte Carlo scenarios,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 175, no. October 2019, 2019, doi: 10.1016/j.epr.2019.105896.
- [12] D. Fioriti, R. Giglioli, and D. Poli, “Short-term operation of a hybrid minigrid under load and renewable production uncertainty,” in *Global Humanitarian Technology Conference (GHTC), 2016 IEEE*, 2016, pp. 436–443, doi: 10.1109/GHTC.2016.7857317.
- [13] Y. Li, Z. Yang, G. Li, D. Zhao, and W. Tian, “Optimal Scheduling of an Isolated Microgrid with Battery Storage Considering Load and Renewable Generation Uncertainties,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 66, no. 2, pp. 1565–1575, 2019, doi: 10.1109/TIE.2018.2840498.
- [14] M. Carrión and J. M. Arroyo, “A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1371–1378, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.876672.
- [15] DigSilent, “PowerFactory,” 2021, [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>.
- [16] NEPLAN, “NEPLAN,” 2021. <https://www.neplan.ch/>.
- [17] W. E. Hart, “Python Optimization Modeling Objects (Pyomo) BT - Operations Research and Cyber-Infrastructure,” 2009, pp. 3–19.
- [18] Kirill Simonov, “PyYAML,” 2020. <https://pyyaml.org/>.
- [19] S. Pfenninger and I. Staffell, “Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data,” *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.

Interazioni con le altre LA di progetto

La LA1.9 ha sinergie con altre LA di progetto, come riportato in Tabella 2.

Tabella 2: interazioni con le altre LA di progetto.

LA	Titolo	Commento
1.4	Studio e sviluppo di scenari energetici per l'integrazione di reti AC/DC in MT/BT.	Gli scenari studiati nella presente LA 1.9 sono stati condivisi con l'attività dell'Università di Palermo nell'ambito della LA 1.4.
1.5	Progettazione e costruzione delle configurazioni di reti ibride di lavoro.	Gli scenari studiati nella presente LA 1.9 fanno riferimento allo studio di architetture definite da ENEA nella LA 1.5.
1.10	Implementazione di modelli affidabilistici di sottosistemi e componenti di reti ibride AC/DC in MT e BT in ambiente simulativo.	L'implementazione in ambiente simulativo delle logiche di gestione studiate nella presente LA 1.9 avviene attraverso interazioni con ENEA nell'ambito della LA 1.10.
1.15	Validazione in simulazione degli schemi e delle logiche di gestione energetica e studio della relativa affidabilità.	La validazione in simulazione delle logiche di gestione energetica sarà effettuata secondo quanto descritto nell'ambito della presente LA 1.9.