

Ricerca di Sistema elettrico



Nuovi modelli di microreti elettriche
con integrazione di colonnine di ricarica
per l'ottimizzazione dell'autoconsumo fisico (LA4.6)

Luigi Martirano, Alessandro Ruvio, Cristina Moscatiello,
Riccardo Loggia, Lorenzo Frattale Mascioli, Andrea Golino



SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

NUOVI MODELLI DI MICRORETI ELETTRICHE CON INTEGRAZIONE DI COLONNINE DI RICARICA PER L'OTTIMIZZAZIONE DELL'AUTOCONSUMO FISICO (LA4.6)

L. Martirano, A. Ruvio, C. Moscatiello, R. Loggia, L. Frattale Mascioli, A. Golino (Sapienza Università di Roma).

Dicembre 2024

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica - ENEA Piano Triennale di Realizzazione 2022-2024

Obiettivo: *Decarbonizzazione*

Progetto: *Edifici ad alta efficienza per la transizione energetica*

Linea di attività: 4.6

Responsabile del Progetto: Giovanni Puglisi, ENEA

Responsabile del Work Package: Biagio Di Pietra, ENEA

Responsabile Linea di Attività: UNIRM1_DIAEE

Mese inizio previsto: 13

Mese inizio effettivo: 13

Mese fine previsto: 36

Mese fine effettivo: 36

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione tra ENEA e Sapienza, Università di Roma Dipartimento di Ingegneria, per una attività di ricerca dal titolo: «Nuovi modelli di microreti elettriche con integrazione di colonnine di ricarica per l'ottimizzazione dell'autoconsumo fisico»

Indice

1	Risultati attesi	4
2	Risultati ottenuti	5
3	Prodotti attesi	6
4	Prodotti sviluppati	7
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati.....	8
6	Sintesi delle attività svolte	9
7	Dettaglio delle attività svolte.....	10
7.1	Analisi dello stato dell'arte e definizione degli obiettivi.....	10
7.2	Sviluppo di modelli per la gestione dell'energia nelle microreti	10
7.3	Sviluppo di un modello di microrete per la ripartizione della potenza generata da impianti comuni da fonti rinnovabili	13
8	Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte.....	18
9	Pubblicazioni scientifiche	19
10	Eventi di disseminazione	20

Indice delle figure

Figura 1: Rappresentazione concettuale della partizione della batteria	11
Figura 2: Profili di generazione da PV e carico domestico per le 14 ore considerate	12
Figura 3. Profili di SoC delle partizioni della batteria e della batteria fisica dell'EV.....	12
Figura 4. Flussi di potenza attiva nella microgrid del laboratorio.....	13
Figura 5. Variazioni dei profili SoC durante l'orario lavorativo.....	13
Figura 6: Modello di microrete per la condivisione dell'energia in un edificio	16

1 Risultati attesi

Lista dei risultati attesi come da capitolato vigente

Modelli di microrete proposti:

- analisi dello stato dell'arte
- linee guida dei modelli sperimentali con l'impiego di porzioni di rete esercite a corrente continua
- risultati delle analisi condotte con particolare riferimento alla ottimizzazione dell'autoconsumo fisico locale dell'energia.

Descrizione dell'architettura della microrete proposta e delle logiche di controllo adottate finalizzate all'ottimizzazione dei flussi energetici e alla massimizzazione dell'autoconsumo locale dell'energia.

2 Risultati ottenuti

L'analisi condotta ha evidenziato come l'integrazione delle tecnologie Vehicle-to-Everything (V2X) e lo sviluppo di strategie avanzate di gestione dell'energia possano portare significativi benefici sia alla rete elettrica sia agli utenti finali. Attraverso la definizione di diversi scenari di ricarica, il lavoro ha permesso di valutare come le tecnologie V2X possano migliorare la gestione dei flussi energetici negli edifici e favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili. In particolare, le simulazioni hanno evidenziato che l'impiego di veicoli elettrici come sistemi di accumulo distribuito contribuisce a ridurre il carico sulla rete, mitigare i picchi di domanda e migliorare la stabilità del sistema.

Oltre agli effetti sul sistema elettrico, l'adozione delle tecnologie V2X ha avuto un impatto diretto sulla consapevolezza degli utenti rispetto alle strategie di ricarica. I diversi scenari proposti hanno mostrato come una gestione intelligente della ricarica, basata su algoritmi predittivi e sull'interazione con la rete e gli edifici, possa ottimizzare i costi energetici e massimizzare l'autoconsumo, permettendo agli utenti di scegliere il momento e il metodo di ricarica più conveniente ed efficiente. La possibilità di ricaricare il veicolo durante le ore di maggiore produzione da fonti rinnovabili o di cedere energia alla rete in condizioni favorevoli consente non solo un risparmio economico, ma anche un uso più sostenibile delle risorse energetiche disponibili.

Parallelamente, il progetto ha approfondito il ruolo delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e l'introduzione di un nuovo modello di microrete, che prevede un bus in DC e l'implementazione di un modello di ripartizione fisica della potenza generata da impianto di produzione da fonti rinnovabile comuni, evidenziando ulteriori vantaggi per l'efficienza energetica collettiva e per l'integrazione di colonnine di ricarica in ambito residenziale. Attraverso un'assegnazione dinamica e ottimizzata della potenza tra gli utenti della comunità, il modello sviluppato ha dimostrato di poter bilanciare meglio domanda e offerta energetica, riducendo la necessità di immissioni e prelievi dalla rete di distribuzione. Questa gestione intelligente consente non solo un maggiore autoconsumo locale, ma anche un miglior sfruttamento dell'energia condivisa, abbassando i costi per i membri della CER e incrementando la sostenibilità complessiva del sistema.

L'approccio proposto non solo ottimizza la gestione energetica, ma favorisce anche una maggiore partecipazione degli utenti, che diventano attori attivi nella transizione energetica, potendo scegliere in modo consapevole come e quando utilizzare o condividere l'energia.

3 Prodotti attesi

Report di dettaglio, contenente la descrizione delle attività condotte e dei risultati ottenuti

4 Prodotti sviluppati

Report di dettaglio, contenente la descrizione delle attività condotte e dei risultati ottenuti

E' stato inoltre redatto un rapporto tecnico esteso allegato al presente documento e intitolato "Nuovi modelli di microreti elettriche con integrazione di colonnine di ricarica per l'ottimizzazione dell'autoconsumo fisico (LA4.6)",

5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

Non ci sono stati scostamenti significativi sull'attività svolta e sui risultati attesi.

6 Sintesi delle attività svolte

Sono stati sviluppati algoritmi avanzati per la gestione intelligente dei flussi energetici in microreti con infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici e sistemi di accumulo, con l'obiettivo di massimizzare l'autoconsumo, ridurre la dipendenza dalla rete e migliorare l'efficienza energetica complessiva. L'analisi di diversi scenari di ricarica ha evidenziato il ruolo strategico delle tecnologie V2X nel bilanciamento tra domanda e offerta, contribuendo alla riduzione dei picchi di carico e all'ottimizzazione dell'uso dell'energia locale. Inoltre, è stato sviluppato un innovativo modello di ripartizione della potenza per aggregazioni di utenza, migliorando la distribuzione dell'energia condivisa e la sostenibilità del sistema. Il modello proposto consente l'integrazione ottimale dei sistemi di ricarica in DC con un controllo multi-obiettivo dei flussi di potenza, massimizzando l'autoconsumo fisico. Le simulazioni effettuate hanno confermato l'efficacia delle soluzioni proposte.

7 Dettaglio delle attività svolte

Il progetto ha avuto come obiettivo lo sviluppo e l'implementazione di modelli avanzati per la gestione dell'energia nelle microreti elettriche, integrate con infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici, sistemi di accumulo e fonti di energia rinnovabile. Gli obiettivi principali sono stati quelli di ottimizzare l'autoconsumo locale, ridurre l'impatto sulla rete elettrica e migliorare l'efficienza complessiva del sistema. Le attività svolte si possono suddividere in fasi distinte che hanno coperto tutto il ciclo di vita del progetto, dalla ricerca iniziale fino alla diffusione dei risultati finali.

7.1 Analisi dello stato dell'arte e definizione degli obiettivi

La fase iniziale del progetto ha previsto uno studio approfondito delle tecnologie esistenti per la gestione delle microreti e l'integrazione delle infrastrutture di ricarica. Durante questa fase sono stati analizzati i seguenti aspetti:

- Vari modelli di microreti, con particolare attenzione all'interazione tra la generazione locale di energia, i sistemi di accumulo e la rete elettrica principale;
- Tecnologie V2X, al fine di comprendere il loro potenziale nel migliorare la stabilità della rete e nel supportare l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- Il ruolo delle CER nel panorama elettrico;
- Panoramica sulle infrastrutture di ricarica, analizzando gli standard di comunicazione e la compatibilità tra i vari dispositivi.

L'analisi ha condotto alla definizione degli obiettivi principali del progetto:

- Sviluppare algoritmi di gestione intelligente delle risorse energetiche nelle microreti, sfruttando l'uso delle tecnologie V2X.
- Progettare un modello di ripartizione fisica della potenza generata da rinnovabili all'interno di un contesto di aggregazione, garantendo una distribuzione più equa e intelligente della potenza tra i membri della comunità energetica.
- Analizzare l'impatto delle soluzioni sviluppate tramite simulazioni dettagliate per valutarne l'efficacia in scenari reali e ipotetici.

7.2 Sviluppo di modelli per la gestione dell'energia nelle microreti

In questa fase, sono stati sviluppati modelli e algoritmi avanzati per ottimizzare la gestione dei flussi di potenza nelle microreti. Il concetto centrale è l'implementazione di un algoritmo di gestione delle batterie degli EV, che consente di suddividere virtualmente la capacità della batteria in due sezioni (Figura 1): una dedicata alla mobilità e l'altra ai servizi energetici per la casa (V2H) o l'ufficio (V2B). Il sistema coordina il caricamento e lo scaricamento della batteria in base alla produzione fotovoltaica locale, ai carichi e alle necessità energetiche dell'utente.

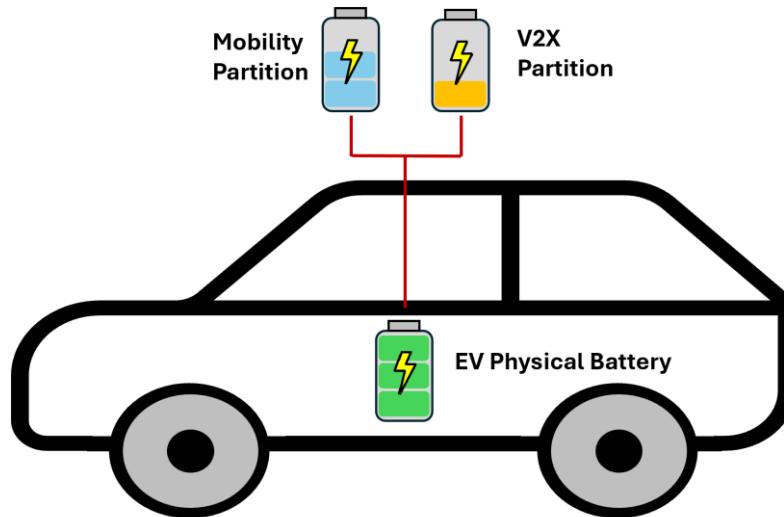


Figura 1: Rappresentazione concettuale della partizione della batteria

Quando il veicolo è connesso alla microrete, l'algoritmo monitora in tempo reale parametri cruciali, come la produzione fotovoltaica, i carichi energetici e lo stato di carica delle batterie fisse e degli EV connessi. Se la microrete produce energia in eccesso, l'EV viene ricaricato fino a un livello ottimale. In caso di deficit energetico, il veicolo può scaricare energia per supportare il fabbisogno della microrete, garantendo comunque una soglia minima di carica per assicurare la mobilità quotidiana dell'utente, in base a uno storico dei consumi.

L'algoritmo garantisce che la batteria destinata alla mobilità rimanga sempre carica al 100%, mentre l'utente può personalizzare il livello di carica della porzione di batteria destinata ai servizi V2X in base alle proprie necessità.

Per validare il modello proposto, è stato analizzato uno scenario tipico, dove viene valutata la giornata lavorativa di un utente, che ha la possibilità di ricaricare il suo veicolo elettrico a casa e poi al lavoro. A casa, il veicolo può ricaricarsi sfruttando l'energia prodotta dal sistema fotovoltaico e fornire servizi V2H alla microrete domestica. Allo stesso modo, al lavoro, il veicolo può ricaricarsi e fornire servizi V2B alla microrete del laboratorio.

Il proprietario dell'EV lavora dalle 8:30 alle 17:30. In Figura 2 vengono mostrati i profili di generazione da fotovoltaico e l'assorbimento dei carichi domestici nelle 14 ore di permanenza a casa.

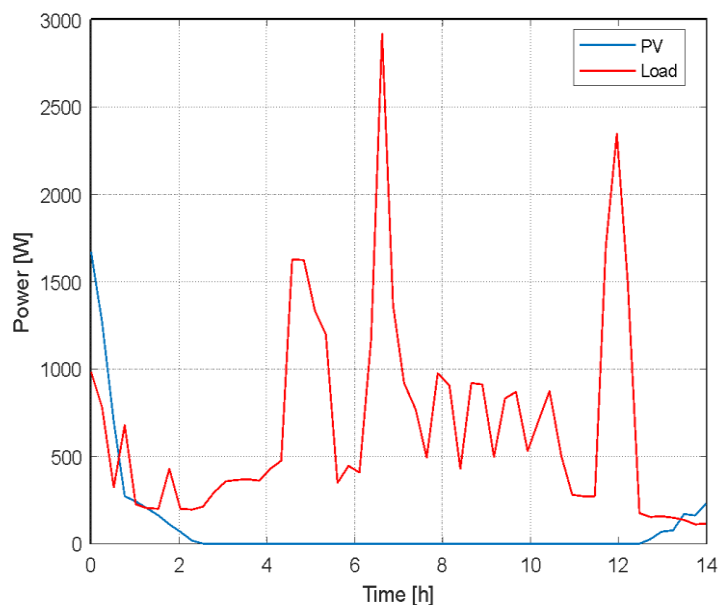


Figura 2: Profili di generazione da PV e carico domestico per le 14 ore considerate

Nel caso in esame il veicolo presenta uno stato di carica iniziale del 50 %, relativo alla parte di batteria dedicata alla mobilità, mentre lo stato di carica iniziale per i servizi V2H è dell'80 %, come illustrato in Figura 3.

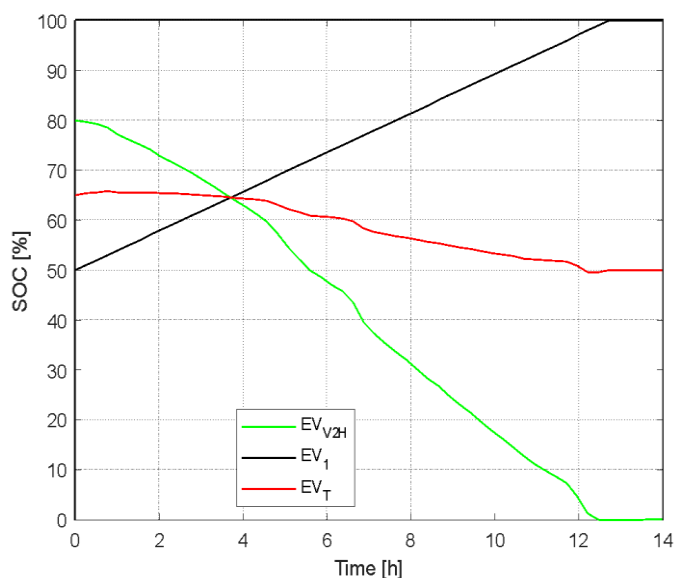


Figura 3. Profili di SoC delle partizioni della batteria e della batteria fisica dell'EV

Ai fini della simulazione, si è ipotizzato un percorso di circa 20 km da casa all'ufficio, durante il quale il veicolo impiega circa 30 minuti e consuma circa 3,75 kWh, che corrisponde al 15% del SoC relativo alla partizione dedicata alla mobilità.

Durante l'orario lavorativo, il veicolo è collegato alla microrete aziendale. Il V2B ottimizza l'utilizzo dell'energia disponibile, permettendo all'EV di scaricare energia quando necessario e di ricaricarsi nei momenti di surplus. La Figura 4 mostra i flussi di potenza della microgrid del laboratorio. In particolare, la produzione da PV (in giallo), la potenza assorbita dai carichi (in rosso), la potenza scambiata dall'accumulo fisso (in verde), la potenza scambiata con gli EV (in

blu) e la potenza scambiata con la rete (in azzurro). La Figura 5 mostra le variazioni dei vari SoC durante la permanenza in azienda.

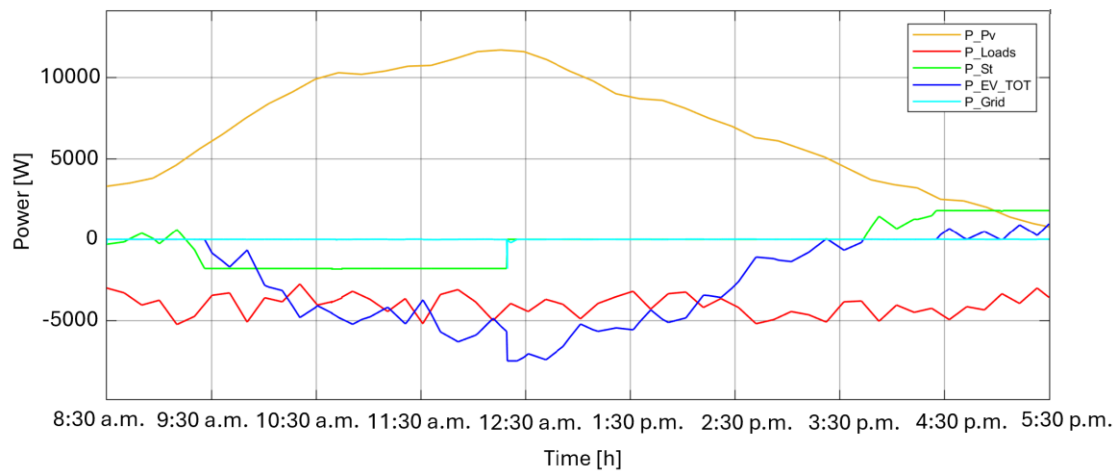


Figura 4. Flussi di potenza attiva nella microgrid del laboratorio.

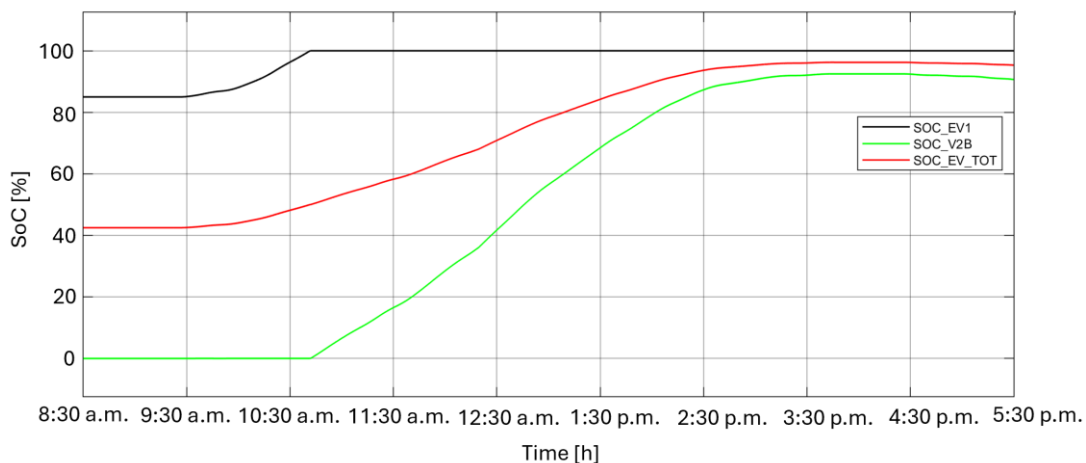


Figura 5. Variazioni dei profili SoC durante l'orario lavorativo.

I risultati mostrano che la strategia adottata riduce significativamente la dipendenza dalla rete, con un'efficienza migliorata nella gestione dell'energia.

7.3 Sviluppo di un modello di microrete per la ripartizione della potenza generata da impianti comuni da fonti rinnovabili

Un aspetto fondamentale del progetto è stato lo sviluppo di un modello di gestione avanzato per le Comunità Energetiche Rinnovabili, con un focus sull'assegnazione della potenza condivisa.

È stato sviluppato un sistema dinamico per l'assegnazione intelligente della potenza, che distribuisce l'energia tra i membri della comunità in base ai bisogni specifici di ciascuno. L'obiettivo principale di questo sistema è massimizzare l'autoconsumo collettivo e ridurre la dipendenza dalla rete, ottimizzando l'uso delle fonti rinnovabili locali. Il sistema di ripartizione della potenza generata da impianti comuni, infatti, consente una distribuzione più equa dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, garantendo che questa venga utilizzata dove è maggiormente necessaria.

Per garantire una ripartizione più equa e inclusiva dell'energia rinnovabile, è necessario adottare strategie che permettano una distribuzione più bilanciata tra gli utenti, tenendo conto

di criteri equitativi e incentivando un utilizzo più armonico dell'energia prodotta. L'obiettivo è evitare disuguaglianze nell'accesso alla risorsa comune, ottimizzando al contempo l'autoconsumo collettivo e riducendo le inefficienze.

Supponendo che tutti gli utenti abbiano gli stessi diritti di accesso alla potenza generata dall'impianto comune, l'idea alla base è che, se da un lato è giusto che ogni utente abbia diritto alla medesima quota di energia rinnovabile, dall'altro è fondamentale massimizzare il consumo locale, riducendo al minimo l'energia ceduta alla rete, la cui valorizzazione economica è notevolmente inferiore rispetto a quella dell'energia autoconsumata.

Sulla base di queste premesse, è stato sviluppato un algoritmo denominato "Democratic Splitting Function", applicabile a qualsiasi tipologia di impianto fotovoltaico. Questo algoritmo viene richiamato dinamicamente in funzione della potenza istantanea generata dal sistema fotovoltaico, indicata con P_{PV} . Poiché il numero di utenti coinvolti dipende dalla dimensione della comunità energetica e della microrete da realizzare, si considerano N utenti, ciascuno caratterizzato dalla somma dei propri carichi istantanei, indicata con L_i , dove i varia da 1 a N . Ad esempio, per l'utente 1, il valore L_1 corrisponde semplicemente alla lettura istantanea del suo contatore elettrico.

Gli input dell'algoritmo sono:

- La potenza totale generata dal sistema fotovoltaico in ogni istante, P_{PV} .
- Gli assorbimenti istantanei degli N utenti, ossia i valori L_i .

Nella fase iniziale, il controllore centrale assegna a ciascun utente una porzione di potenza, denotata come ΔP_i , della potenza totale disponibile P_{PV} , indipendentemente dal livello di assorbimento effettivo di ciascun utente, come mostrato nell'equazione (2).

$$\Delta P_i = \frac{1}{N} \cdot P_{PV} \quad (2)$$

La distribuzione iniziale dell'energia segue quindi una logica equa, prima di eventuali ottimizzazioni successive che mirano a massimizzare l'autoconsumo complessivo.

A questo punto il controllore centrale calcola per ciascun utente la differenza tra la potenza richiesta dal carico L_i e quella assegnata da questa prima iterazione ΔP_i , come indicato nell'equazione (3).

$$\Delta_i = L_i - \Delta P_i \quad (3)$$

Se Δ_i è minore di un valore prefissato come soglia di chiusura ciclo (ε), l'utente è soddisfatto.

Dopo questa prima assegnazione vi saranno:

- Degli utenti completamente soddisfatti ($\Delta_i < \varepsilon$);
- Degli utenti che richiedono meno potenza rispetto a quella che gli è stata assegnata ($\Delta_i < 0$);
- Degli utenti che richiedono più potenza rispetto a quella che gli è stata assegnata ($\Delta_i > 0$).

A questo punto il sistema calcola:

- L'eccesso di potenza E (con E sommatrice di tutti gli eccessi $\Delta_i > 0$ della prima iterazione);
- Il numero di utenti non soddisfatti M .

Successivamente, il sistema calcola un'aggiunta di potenza disponibile (m) da ripartire esclusivamente tra gli utenti che ne hanno bisogno e quindi che non erano soddisfatti in precedenza, come descritto nell'equazione (4).

$$m = \frac{E}{M} \quad (4)$$

Si passa ora ad una nuova iterazione.

Per ciascun utente che non era soddisfatto (in numero di M) si ha un adeguamento di quota della potenza assegnata, come indicato nell'equazione (5).

$$AP_i = AP_i + m \quad (5)$$

A questo punto si ricalcola la differenza tra la potenza richiesta dal carico L_i dove AP_i risulta aggiornato con l'aggiunta di m , come da equazione (6).

$$\Delta_i = L_i - AP_i \quad (6)$$

Il numero di iterazioni dipende sia dal numero di utenti sia dalla distribuzione della potenza disponibile. Il processo viene eseguito in un ciclo iterativo fino a quando l'eccesso di potenza E si annulla o, in alternativa, fino a quando tutti i carichi risultano completamente soddisfatti.

Nel caso in cui tutti gli utenti abbiano ricevuto l'energia necessaria e vi sia ancora un surplus di potenza, quest'ultimo viene immesso in rete attraverso un punto di connessione denominato "nodo di saldo".

In questo scenario, vengono eliminate eventuali disparità tra gli utenti, garantendo una ripartizione equa dell'energia disponibile. Tuttavia, nella realtà, le differenze tra gli utenti sono spesso inevitabili.

La Figura 6 mostra lo schema generale del modello di condivisione dell'energia, applicato a un edificio residenziale con cinque unità distinte. In questo modello, il sistema di alimentazione comune in corrente continua è bipolare con una linea neutra e opera a una tensione di 500 VDC, con un sistema a 3 cavi (+250 V, -250 V) rispetto al neutro 0, che è a terra.

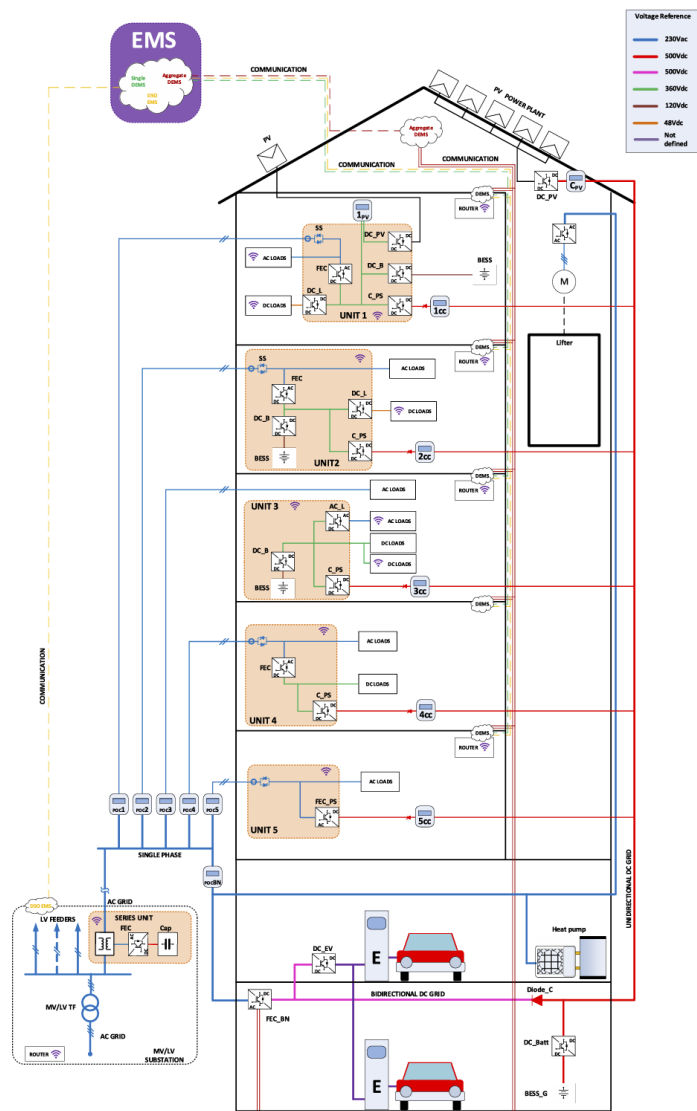


Figura 6: Modello di microrete per la condivisione dell'energia in un edificio

Il sistema descritto è composto da un impianto fotovoltaico comune, un sistema di accumulo (BESS_G), e una rete di distribuzione che alimenta i carichi dell'edificio. L'energia prodotta dal fotovoltaico viene adattata alla tensione del sistema tramite un convertitore DC/DC (DC_PV) e ottimizzata con un algoritmo MPPT. La potenza prodotta è misurata da un contatore (CPV). Il sistema di accumulo, collegato tramite un convertitore DC/DC (DC_Batt), viene ricaricato solo tramite energia fotovoltaica e immagazzina l'energia per l'uso notturno.

Il nodo di bilanciamento è uno degli elementi principali del modello, rappresentato dal convertitore bidirezionale DC/AC FEC_BN (Front End Converter_Balance Node), che immette nella rete AC l'energia in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico, cioè l'energia non prelevata dagli utenti finali, né immagazzinata nel BESS_G, né usata dai servizi comuni in DC.

I servizi comuni sono definiti come quelli presenti nell'edificio e messi a disposizione degli utenti, tra cui ascensore (AC), sistema di ricarica per EV (DC) e impianto di riscaldamento o raffreddamento tramite pompa di calore (AC).

Il prelievo di energia dai servizi comuni e l'energia in eccesso prodotta dall'impianto fotovoltaico, immessa nella rete AC, sono misurati dal contatore POC_BN, che è un punto di connessione attivo.

Nel sistema di alimentazione comune in DC, è introdotto il dispositivo Diode_C per forzare il flusso di potenza nella direzione corretta. Questo componente garantisce il corretto funzionamento del Sistema di Ripartizione della Potenza Elettrica Generata da Impianti Comuni da Fonte Rinnovabile, anche in caso di guasto dei convertitori elettronici di potenza collegati al sistema. Il Diode_C suddivide il sistema di alimentazione comune in due parti distinte:

- Rete DC unidirezionale (U-DC), rappresentata dalla linea rossa.
- Rete DC bidirezionale (B-DC), rappresentata dalla linea rosa.

In particolare, solo i carichi che potrebbero ricevere energia dalla rete AC sono collegati alla B-DC. Pertanto, i veicoli elettrici sono collegati a questa rete B-DC, con il flusso di potenza che può provenire sia dalla rete AC che dalla U-DC. La connessione DC tra il convertitore di potenza e l'EV non ha un intervallo di tensione definito, poiché dipende dalla modalità di ricarica (veloce o lenta), aspetto che non viene considerato in questo lavoro.

Ogni utente finale è collegato alla rete U-DC: le unità da 1 a 4 tramite un convertitore unidirezionale DC/DC (C_PS) e l'unità 5 tramite un inverter unidirezionale AC/DC (FEC_PS). Per garantire l'unidirezionalità del flusso di energia, ogni utente può essere dotato di un diodo che impedisce la restituzione di energia alla rete U-DC in caso di guasto.

Ogni utente ha un proprio punto di connessione (POC) per misurare l'energia scambiata con la rete AC. Gli utenti finali, generalmente passivi, prelevano energia senza scambiare potenza attiva. Gli utenti attivi, invece, possono scambiare energia solo se proveniente dal proprio impianto fotovoltaico.

In sintesi, ogni utente è connesso sia alla rete AC che alla rete U-DC per sfruttare l'energia fotovoltaica, e la condivisione avviene fisicamente, non virtualmente. Il sistema proposto è una rete energetica multi-vettoriale intelligente che integra diversi vettori energetici (energia, gas, calore, veicoli elettrici), supportata da una rete di comunicazione (ICT).

8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Non sono state condotte consulenze.

9 Pubblicazioni scientifiche

L. Martirano, C. Moscatiello, R. Faranda and F. Oliva, "Self-Consumption Configurations for Renewable Energy Sharing in Condominiums (CACERs)," 2024 International Conference on Applied Mathematics & Computer Science (ICAMCS), Venice, Italy, 2024, pp. 72-78, doi: 10.1109/ICAMCS62774.2024.00016.

F. Oliva, E. Gallo, M. Moretti, C. Moscatiello, L. Martirano and R. Faranda, "Self-consumption Configurations Analysis," 2023 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Terrasini, Italy, 2023, pp. 409-415, doi: 10.1109/ICCEP57914.2023.10247410.

R. Loggia, A. Flamini, A. Massaccesi, G. Leone, A. Galasso, C. Moscatiello, R. Faranda, K. Akkala, L. Martirano, "Fault Analysis in a Residential DC Microgrid," 2023 IEEE/IAS 59th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Las Vegas, NV, USA, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICPS57144.2023.10142121.

E. Shirdare, M. Kermani, C. Moscatiello and L. Martirano, "Investigating EV Charging Station in LAMBDA Microgrid for V2B Applications," 2023 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), Nashville, TN, USA, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/IAS54024.2023.10406844.

R. Loggia, A. Flamini, A. Massaccesi, C. Moscatiello, A. Galasso and L. Martirano, "Electrical Load Profiles for Residential Buildings: Enhanced Bottom-Up Model (EBM)," 2023 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Terrasini, Italy, 2023, pp. 635-640, doi: 10.1109/ICCEP57914.2023.10247473.

R. Loggia, A. Flamini, A. Massaccesi, C. Moscatiello, A. Galasso, D. Napoli, L. Martirano, "E-Parking project design: grid and photovoltaic integration for electric vehicles charging systems," 2023 IEEE/IAS 59th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Las Vegas, NV, USA, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICPS57144.2023.10142109.

10 Eventi di disseminazione

Lista degli eventi di disseminazione eventualmente scaturiti dall'attività svolta

Convegno conclusivo del Progetto 1.5 del Piano Triennale di realizzazione 2022-2024 della Ricerca di Sistema elettrico nazionale (RdS) - Edifici ad alta efficienza per la transizione energetica - Risultanze dei WP3 e WP4, mercoledì 27 novembre 2024 (URL: <https://www.eventi.enea.it/eventi/eventi-in-primopiano/dedicato-a/media/piano-triennale-di-realizzazione-della-rds-i-risultati-dei-progetti-1-5-e-1-6.html>): **Presentazione orale** "Nuovi modelli di microreti elettriche con integrazione di colonnine di ricarica per l'ottimizzazione dell'autoconsumo fisico" (A. Flamini, A. Galasso, R. Loggia).