

Ricerca di Sistema elettrico



Servizi energetici aggiuntivi: Modelli di pianificazione e gestione ottima di comunità energetiche dotate di sistemi di generazione sostenibili e infrastrutture per la mobilità elettrica (LA1.26)

Matteo Fresia, Tommaso Robbiano, Federico Delfino, Stefano Bracco



**Università
di Genova**

Servizi energetici aggiuntivi: Modelli di pianificazione e gestione ottima di comunità energetiche dotate di sistemi di generazione sostenibili e infrastrutture per la mobilità elettrica

LA 1.26 - Servizi energetici aggiuntivi: Modelli di pianificazione e gestione ottima di comunità energetiche dotate di sistemi di generazione sostenibili e infrastrutture per la mobilità elettrica

M. Fresia, T. Robbiano, F. Delfino, S. Bracco (Università di Genova)

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: Tema di ricerca 1.7 - Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali

Linea di attività: LA1.26

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work Package: Angelo Frascella, ENEA

Responsabile Linea di Attività: Stefano Bracco, Università di Genova

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: *Modelli di pianificazione e gestione ottima di comunità energetiche dotate di sistemi di generazione sostenibili e infrastrutture per la mobilità elettrica.*

Indice

1	Risultati attesi	4
1.1	Modelli per singola CER	4
1.2	Modelli per aggregati di CER	4
2	Risultati ottenuti.....	5
2.1	Modelli per singola CER.....	5
2.2	Modelli per aggregati di CER	6
3	Prodotti attesi	7
4	Prodotti sviluppati	8
5	Analisi degli scostamenti su attività e risultati.....	9
6	Sintesi delle attività svolte	10
6.1	Modelli per singola CER.....	10
6.2	Modelli per aggregati di CER	10
7	Dettaglio delle attività svolte.....	11
7.1	Modelli di <i>optimal design</i> di CER	11
7.2	Modelli di <i>Energy Management System</i> per la gestione ottimale di più CER	13
7.2.1	EMS aggregatore	14
7.2.2	EMS centralizzati.....	15
7.2.3	EMS locali.....	16
7.2.4	Key Performance Indicators.....	17
8	Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte.....	18
9	Pubblicazioni scientifiche.....	19
10	Eventi di disseminazione	20
11	Bibliografia.....	21

Indice delle figure

<i>Figura 1. Schema della metodologia sviluppata per l'optimal design di una CER</i>	11
<i>Figura 2. Rappresentazione schematica dell'interazione tra EMS</i>	14
<i>Figura 3. Schema della prima CER caso di studio (CER1)</i>	15
<i>Figura 4. KPI per la CER1 nei tre scenari</i>	17

Indice delle tabelle

<i>Tabella 1. KPI per la CER localizzata nella città di Savona (CER2)</i>	13
<i>Tabella 2. Lista dei moduli per gli EMS locali</i>	16

1 Risultati attesi

Sviluppo di metodologie e strumenti di calcolo per la pianificazione e gestione ottima di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) caratterizzate dall'impiego di tecnologie per la produzione di energia da fonte rinnovabile ed innovative infrastrutture per la mobilità elettrica.

Dal punto di vista della pianificazione, i modelli sviluppati consentiranno di scegliere il migliore mix di utenti, tra un certo numero di soggetti candidati ad essere membri della CER, e di tecnologie al fine di massimizzare indicatori tecnico-economici ed ambientali; diverse tipologie di utenti (residenziale, del terziario e industriale) saranno prese in considerazione, ognuna caratterizzata da specifici profili giornalieri di carico e fabbisogni annui. I modelli di pianificazione considereranno gli attuali e futuri meccanismi di incentivazione delle CER adottati a livello nazionale, nonché diversi scenari di prezzo per i vettori energetici. Dal punto di vista della gestione ottima, saranno sviluppati *Energy Management Systems* (EMS), con diverso grado di dettaglio e complessità, da impiegare per determinare il funzionamento ottimale dei sistemi di generazione e di accumulo installati presso le utenze costituenti la CER. Gli EMS sviluppati presenteranno, per esempio, una diversa complessità nella modellazione delle reti elettriche (modelli monosbarra e modelli di *optimal power flow*). Una particolare attenzione verrà dedicata alla modellazione delle infrastrutture per la mobilità elettrica, con l'obiettivo di analizzare come opportune strategie di *smart charging* dei veicoli elettrici (in inglese, *Electric Vehicles* – EV), anche con l'impiego delle tecnologie *Vehicle-to-Grid* (V2G) e *Vehicle-to-Building* (V2B), possano apportare benefici economici agli utenti e contribuire ad una migliore gestione delle reti elettriche di distribuzione.

1.1 Modelli per singola CER

L'attività di ricerca si focalizzerà sullo sviluppo di metodi e modelli matematici per la pianificazione e la gestione ottima di una singola CER, caratterizzata dall'integrazione di tecnologie di generazione energetica alimentate a fonte rinnovabile, sistemi di accumulo e carichi, nonché da infrastrutture per la mobilità elettrica capaci di implementare logiche di *smart charging* e tecnologie *Vehicle-to-Everything* (V2X). I modelli verranno testati su casi studio reali.

1.2 Modelli per aggregati di CER

L'attività di ricerca si focalizzerà sullo sviluppo di metodi e modelli matematici per la gestione ottima di più CER connesse virtualmente e operanti nei mercati dell'energia. In particolare, verranno sviluppati EMS per la gestione di aggregati di CER capaci di offrire servizi ancillari nel Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD) e servizi di ricarica per veicoli elettrici. I modelli verranno testati su casi studio reali.

2 Risultati ottenuti

2.1 Modelli per singola CER

È stato sviluppato un modello di programmazione matematica lineare misto-intera (in inglese *Mixed-Integer Linear Programming*, MILP) per la pianificazione ottimale (in inglese, *optimal design*) di una CER. In particolare, il modello consente di scegliere i membri della CER, tra un set di possibili candidati, che siano caratterizzati da profili di carico e di produzione di energia tali da massimizzare l'energia condivisa virtualmente all'interno della CER. Il modello è inoltre in grado di dimensionare gli impianti fotovoltaici e i sistemi di accumulo a batteria (in inglese, *Battery Energy Storage Systems - BESS*) da installare presso i membri della CER e di fornire indicazioni sulla gestione operativa quotidiana di tali tecnologie, considerando un certo numero di giorni tipici che ben rappresentino il funzionamento annuo della CER. Il modello integra anche al suo interno infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici nella disponibilità dei membri della CER, permettendo quindi di applicare logiche di *smart charging* e di valutare la convenienza tecnico-economica delle tecnologie V2X (in particolare, della tecnologia V2B). La funzione obiettivo del modello matematico considera i costi di acquisto e installazione delle tecnologie nonché i relativi costi di manutenzione, i costi di acquisto dell'energia elettrica dalla rete pubblica, i ricavi derivanti dall'immissione di energia elettrica prodotta in loco nella rete pubblica e gli incentivi sull'energia condivisa virtualmente all'interno della CER come definiti dalla recente normativa nazionale. Il modello sviluppato è stato applicato a CER nel contesto ligure. In particolare, in *Sezione 7.1* vengono riportati i principali indicatori di performance della CER che sono stati valutati a seguito dell'applicazione del modello ai fini del dimensionamento di una CER nel comune di Savona.

Parallelamente, sono stati sviluppati EMS, basati su modelli MILP, per la gestione operativa dei sistemi di generazione e di accumulo, nonché dei punti di ricarica per EV, installati presso gli utenti membri di una CER, appartenenti a diverse categorie (residenziale, terziario, industriale) e caratterizzati da una diversa complessità nella modellazione della rete elettrica (modelli monosbarra e modelli multi-sbarra per configurazioni a microrete). I modelli sviluppati permettono anche di rappresentare le curve di *capability* dei sistemi di produzione ed accumulo, di prevedere il curtailment degli impianti fotovoltaici (in inglese, *Photovoltaics - PV*), di considerare la potenza massima di carica e scarica dei veicoli in funzione dello stato di carica della loro batteria implementando anche logiche di *smart charging*, di studiare i flussi di potenza attiva e reattiva all'interno delle reti private dei singoli utenti e verso la rete pubblica, e di implementare logiche di *demand response* attraverso l'impiego di elettrodomestici intelligenti all'interno delle abitazioni dei membri residenziali della CER.

L'applicazione del modello di *optimal design* e degli EMS sviluppati ha consentito di valutare punti di forza e debolezza delle CER, con un'attenzione particolare al ruolo di impianti a fonte rinnovabile, BESS e infrastrutture per la ricarica di EV all'interno delle reti di distribuzione in media e bassa tensione.

Dai casi studio esaminati è risultato che i profili di carico e di produzione dei membri della CER incidono fortemente sulle performance di condivisione virtuale di energia. In particolare, in presenza di BESS accoppiati a impianti PV, l'autoconsumo fisico è spesso privilegiato rispetto alla condivisione di energia, in quanto rappresenta la soluzione economicamente più efficace per il singolo utente. Inoltre, se il carico complessivo della CER deriva in larga parte da utenti residenziali, la condivisione di energia prodotta da impianti PV risulta limitata, in quanto si potrebbe non avere simultaneità tra produzione e assorbimento. L'installazione di tecnologie alternative, quali impianti eolici, potrebbe contribuire ad un incremento significativo

dell'energia condivisa all'interno della CER. La presenza di utenti industriali o del settore terziario, caratterizzati da significativi assorbimenti durante l'arco della giornata e in particolare in corrispondenza dei picchi di produzione degli impianti PV, permetterebbe di favorire ulteriormente la condivisione virtuale di energia. In presenza di una massiccia penetrazione di EV all'interno della CER, gli EV possono contribuire alla condivisione di energia sfruttando strategie di *smart charging* in momenti di alta produzione di energia da fonti rinnovabili ed eventuale ridotto assorbimento da parte dei carichi tradizionali degli utenti.

2.2 Modelli per aggregati di CER

Sono stati sviluppati tre diverse tipologie di EMS basati su modelli MILP per la gestione di un aggregato di CER, caratterizzate da membri di diversa tipologia (*producer, consumer, prosumer*) e settore (residenziale, industriale e terziario) e operanti congiuntamente nell'MSD al fine di offrire servizi di flessibilità. In particolare, come descritto in Sezione 7.2, sono stati sviluppati:

- Un modello di EMS a servizio dell'aggregatore che gestisce l'insieme delle CER con l'obiettivo di fornire servizi di flessibilità nell'MSD;
- Modelli di EMS centralizzato a servizio dei gestori delle singole CER;
- Modelli di EMS locale a servizio dei singoli membri della CER.

Mentre l'EMS dell'aggregatore mira a minimizzare i costi operativi netti totali dell'aggregato di CER e a massimizzare i ricavi ottenuti dalle riserve di flessibilità a salire e/o a scendere accettate sul MSD su base oraria, gli EMS centralizzati massimizzano l'energia condivisa all'interno delle singole CER ed ambiscono a gestire in maniera ottimizzata i BESS dedicati ai servizi ancillari al fine di soddisfare le richieste di flessibilità dell'EMS aggregatore. Per quanto riguarda invece gli EMS locali, essi sono volti ad ottimizzare il funzionamento degli impianti di generazione e di accumulo e le ricariche degli EV, seguendo un approccio non-cooperativo (qualora il singolo utente abbia come unico obiettivo la minimizzazione dei propri costi di gestione energetica) o cooperativo (qualora il singolo utente desideri sia ridurre le proprie spese energetiche che contribuire alla massimizzazione dell'energia condivisa all'interno della CER).

In particolare, in Sezione 7.2 vengono riportati i principali risultati dell'applicazione degli EMS sviluppati ad un aggregato di tre CER ipoteticamente costituite sul territorio ligure.

Lo studio effettuato ha consentito di constatare che, soprattutto in presenza di CER di dimensione ridotta (pochi utenti, soprattutto di tipo residenziale), al fine di fornire servizi ancillari sull'MSD la soluzione preferibile prevede l'installazione di BESS dedicati a offrire tali servizi di flessibilità. Qualora la penetrazione di logiche di *demand response* divenisse maggiore, si potrà aumentare l'offerta di flessibilità a salire e a scendere, anche avvalendosi del contributo degli EV. Ulteriori soluzioni potrebbero nascere a valle dell'adeguamento normativo legato alla prevista riforma del mercato elettrico nel biennio 2025-2026.

3 Prodotti attesi

Stesura del rapporto tecnico "Modelli di pianificazione e gestione ottima di comunità energetiche dotate di sistemi di generazione sostenibili e infrastrutture per la mobilità elettrica".

4 Prodotti sviluppati

Il presente rapporto tecnico “Modelli di pianificazione e gestione ottima di comunità energetiche dotate di sistemi di generazione sostenibili e infrastrutture per la mobilità elettrica”.

5 Analisi degli scostamenti su attività e risultati

L'unico scostamento evidenziato nell'ambito della presente LA riguarda l'applicazione dei modelli di calcolo sviluppati a casi studio reali. Era stato preventivato di applicare i suddetti modelli a casi di studio reali costituiti da CER operative sul territorio nazionale. Dal momento che a livello nazionale c'è stato un forte rallentamento nel recepimento completo della Direttiva Europea RED II (attraverso l'emanazione del D.M. 414/2023 del 7 dicembre 2023) e nella definizione delle regole operative e della metodologia di calcolo degli incentivi (pubblicazione delle Regole Tecniche da parte del GSE in data 23/02/2024), anche la costituzione di CER sul territorio nazionale ha registrato un certo rallentamento nell'ultimo biennio. Tale situazione non ha reso facile l'accesso a dati reali di funzionamento di CER già costituite. Si è quindi deciso di testare i modelli di calcolo sviluppati su alcune ipotetiche CER da realizzare sul territorio nazionale e in particolare in Liguria. La scelta di tale regione è stata dettata da motivazioni legate alla disponibilità degli autori del presente report di dati di consumo di energia elettrica di utenze reali, quali consumatori di tipo residenziale e del terziario, ubicate in Liguria. Inoltre, misure reali acquisite al Campus universitario di Savona, dove è operativa una microrete poligenerativa dall'anno 2014, hanno permesso di effettuare accurate stime di producibilità degli impianti PV e dei carichi. Al fine di poter stimare i profili di carico di altre tipologie di utenti, ci si è avvalsi anche di dati sintetici ricavati da piattaforme software quali *LoadProfileGenerator* [1] e *HOMER Pro* [2] e da database disponibili online [3].

6 Sintesi delle attività svolte

6.1 Modelli per singola CER

Sviluppo di modelli matematici di ottimizzazione di tipo MILP per la pianificazione ottimale di CER in termini di scelta dei membri da includere nella CER, dimensionamento delle taglie degli impianti di generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile e dei sistemi di accumulo a batteria, al fine di contenere i costi di approvvigionamento energetico dei membri della CER e massimizzare i benefici economici derivanti dalla condivisione virtuale di energia alla luce delle disposizioni previste dalla normativa nazionale in ambito CER. Definizione di strategie di gestione operativa volte alla condivisione dell'energia all'interno di una CER e all'integrazione ottimizzata di innovative infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici.

6.2 Modelli per aggregati di CER

Sviluppo di modelli matematici di ottimizzazione di tipo MILP per la gestione ottimale di aggregati di CER in grado di offrire servizi di flessibilità all'interno dell'MSD. Tali modelli, aventi la funzione di EMS, operano a diverso grado di dettaglio e scala temporale, essendo essi a servizio dell'aggregatore che gestisce l'insieme delle CER, dei gestori delle singole CER e dei membri stessi della singola CER.

7 Dettaglio delle attività svolte

In questa sezione vengono presentati i modelli sviluppati per la pianificazione e gestione ottima di una o più CER dotate di sistemi di generazione sostenibili e infrastrutture per la mobilità elettrica.

I problemi di ottimizzazione sono stati implementati in ambiente *Matlab R2023B/Yalmip 20230622* [4] e risolti con il solver *Gurobi* [5]. Sono stati modellati come problemi di programmazione MILP, che considerano variabili decisionali sia continue sia intere/binarie, con vincoli e funzione obiettivo lineari.

7.1 Modelli di *optimal design* di CER

La prima fase della linea di attività ha previsto lo sviluppo di un modello per la pianificazione ottima (*optimal design*) di una singola CER, dotata di generazione rinnovabile, BESS e infrastrutture di ricarica per EV. Il modello MILP sviluppato è caratterizzato da un orizzonte temporale di un anno suddiviso in un certo numero di giorni tipici.

Il modello di *optimal design* seleziona i membri della CER, a partire da un set di possibili candidati, e determina la taglia ottima degli impianti PV e BESS per ciascun membro. Si ipotizza che gli EV e le relative infrastrutture di ricarica non siano oggetto dell'*optimal design* ma siano un input del problema (i.e., siano già posseduti dagli utenti). Si è modellata anche la possibile ricarica degli EV presso stazioni di ricarica esterne. La descrizione del modello matematico, in termini di variabili decisionali, vincoli e funzione obiettivo, è riportata nella Sezione 2.1 dell'allegato tecnico.

I principali input e output del modello sono rappresentati in *Figura 1*.

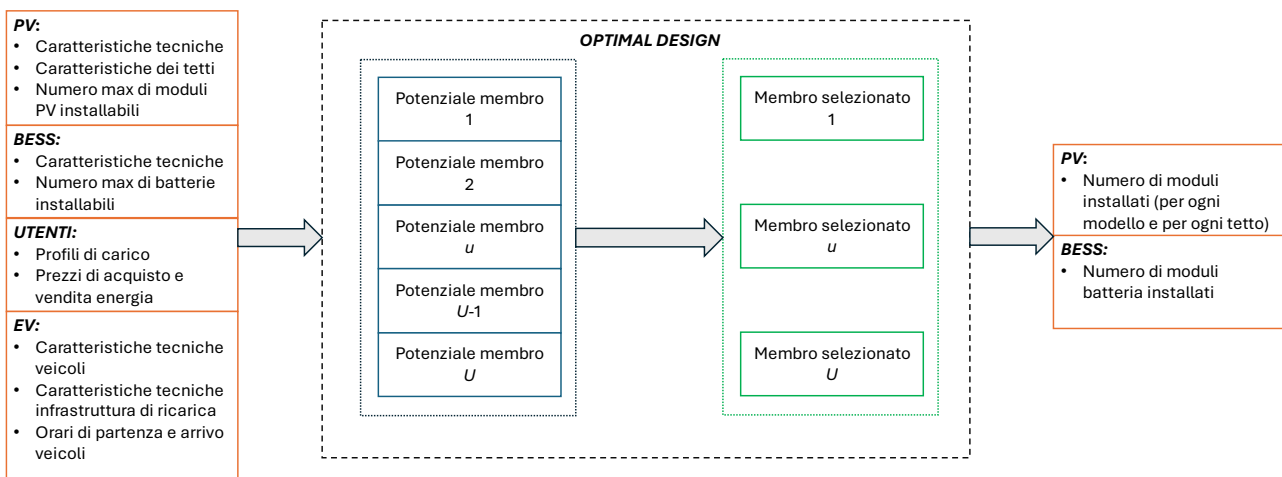


Figura 1. Schema della metodologia sviluppata per l'optimal design di una CER

Il modello di *optimal design* fornisce anche indicazioni sulla gestione ottima della CER in ciascuno dei giorni tipici esaminati: per questo, output secondari del modello sono anche i valori ottimi delle potenze scambiate dalle diverse tecnologie installate presso gli utenti.

La funzione obiettivo considerata è di natura economica e tiene conto di:

- Costi capitali (*Capex*) relativi all'acquisto e all'installazione delle tecnologie;
- Costi operativi (*Opex*) relativi a:
 - scambio di energia elettrica con la rete di distribuzione;

- manutenzione delle tecnologie installate;
- ricarica degli EV presso stazioni di ricarica esterne;
- Costi fissi relativi all'adesione alla CER e alla gestione della CER;
- Benefici derivanti dall'incentivazione dell'energia condivisa, secondo lo schema definito dal D.M. 414/2023 del 7 dicembre 2023.

Nello specifico, l'orizzonte temporale di 1 anno è suddiviso in 12 giorni tipici: per ogni bimestre, si sono considerati un giorno tipico rappresentante i giorni feriali e un giorno tipico rappresentante i giorni festivi. Ogni giorno tipico è stato suddiviso in 24 intervalli di durata oraria.

I costi capitali sono stati annualizzati attraverso il fattore di recupero del capitale (in inglese, *Capital Recovery Factor* - CRF).

Al fine di adottare un approccio conservativo rispetto al ruolo dei BESS e degli EV dotati di funzionalità V2G nelle CER, in particolare nel computo dell'energia condivisa, sono stati inseriti all'interno del problema di ottimizzazione, descritto in *Sezione 7.2*, vincoli dedicati a impedire l'iniezione in rete da parte delle suddette tecnologie; tale decisione è stata presa anche alla luce del presente quadro regolatorio che non chiarisce ancora definitivamente il ruolo di tali tecnologie nel computo dell'energia condivisa. È stata comunque modellata la possibilità per gli EV di operare in modalità *Vehicle-to-Home* (V2H) o V2B e la possibilità sia per le batterie sia per gli EV di caricarsi con energia prelevata dalla rete.

Il modello di ottimizzazione è stato applicato a più casi studio di ipotetiche CER situate nella regione Liguria. Il set dei potenziali utenti comprende edifici adibiti a uffici, scuole, supermercati, utenti industriali e utenti residenziali. Le utenze residenziali sono state diversificate considerando diversi tipi di nuclei familiari (famiglie con bambini, coppie, pensionati, studenti, ecc.). Sono stati considerati diversi modelli di EV ed è stato ipotizzato che solamente alcune utenze siano dotate di infrastruttura per la ricarica di EV.

La performance energetica della CER è stata valutata attraverso la definizione e il calcolo dei seguenti *Key Performance Indicators* (KPI):

- **Self-Sufficiency Rate (SSR)**, che descrive la quota della domanda totale di energia della CER coperta da risorse locali, quali produzione fotovoltaica ed eolica e scarica di BESS ed EV;
- **Physical Self-Consumption Index (PSCI)**, che mostra la percentuale di autoconsumo fisico rispetto alla produzione locale, ovvero la quota di produzione fotovoltaica ed eolica ed energia scaricata da BESS ed EV che non viene venduta in rete ed è utilizzata per soddisfare il carico locale;
- **Virtual Self-Consumption Index (VSCI)**, che indica la percentuale di energia condivisa all'interno della CER sulla produzione locale di energia, ovvero la quota di produzione fotovoltaica ed eolica che viene iniettata in rete e a sua volta assorbita dagli utenti della CER;
- **Shared Energy Index (SEI)**, che valuta la percentuale di energia totale condivisa dalla CER rispetto all'energia totale immessa nella rete di distribuzione dagli utenti della CER, derivante da impianti fotovoltaici ed eolici.

I risultati ottimi mostrano che tutti gli utenti candidati vengono inclusi all'interno della configurazione della CER. I valori dei KPI sono riportati in *Tabella 1*.

Tabella 1. KPI per la CER localizzata nella città di Savona (CER2)

SSR	PSCI	VSCI	SEI
36,45 [%]	75,11 [%]	23,93 [%]	96,15 [%]

L'SSR mostra come solo una parte minoritaria della domanda sia soddisfatta dalla generazione della CER. L'elevato valore di PSCI mostra come l'autoconsumo fisico sia preponderante sulla condivisione virtuale di energia (VSCI): tuttavia, l'elevatissimo SEI indica che l'energia iniettata in rete per la quasi totalità viene condivisa virtualmente all'interno della CER, permettendo così di ridurre i flussi sulla rete di trasmissione.

7.2 Modelli di Energy Management System per la gestione ottimale di più CER

La seconda fase della linea di attività ha previsto lo sviluppo di tre tipologie di modelli di EMS, di diversa complessità e grado di dettaglio, per la gestione ottimale di una o più CER, dotate anche di BESS dedicati esclusivamente alla fornitura di servizi di flessibilità nei mercati dell'energia. Nello specifico, sono stati sviluppati:

- 1) Un unico EMS aggregatore che gestisce più CER operanti congiuntamente all'interno dell'MSD il cui obiettivo consiste nel minimizzare i costi operativi netti relativi all'acquisto e alla vendita di energia da parte dell'insieme delle CER nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e nel massimizzare i ricavi ottenuti dalle riserve di flessibilità a salire e/o a scendere accettate sull'MSD su base oraria, offerte dall'insieme delle CER. Tali riserve devono seguire un segnale di riferimento proveniente dal *Transmission System Operator* (TSO);
- 2) EMS centralizzati pertinenti alle singole CER, il cui obiettivo è sia massimizzare l'energia condivisa all'interno delle CER stesse, sia garantire il contributo di flessibilità richiesto ai BESS dedicati ai servizi ancillari (i.e., ridurre il contributo di flessibilità del resto degli utenti, considerando l'effettiva ridotta presenza di carichi "intelligenti" presso utenti residenziali). L'output di questi EMS è rappresentato da un profilo ottimo di potenza scambiata da ciascun utente con la rete di distribuzione al fine di massimizzare l'energia condivisa in ciascuna CER;
- 3) EMS installati localmente presso gli utenti di ogni CER (c.d. "EMS locali") che definiscono le strategie operative per la gestione quotidiana degli impianti a fonti rinnovabili, dei BESS e dei punti di ricarica per EV (alcuni abilitati al V2B) di ciascun utente. Tali EMS possono essere finalizzati a minimizzare solamente i costi operativi netti del singolo membro (approccio "non-cooperativo") o possono tendere a minimizzare sia i costi operativi netti di ciascun membro, sia lo scostamento dal profilo di potenza scambiata desiderato fornito dall'EMS centralizzato corrispondente (approccio "cooperativo"), nell'ottica di massimizzare l'energia condivisa all'interno della CER.

In Figura 2 è rappresentata in maniera schematica l'interazione tra i diversi EMS.

L'EMS aggregatore riceve in ingresso dal TSO, a seguito della chiusura dell'MSD ex-ante, i profili di riferimento di riserva a salire e a scendere da fornire nell' h -esima ora considerata ($P_h^{up,ref}$ e $P_h^{down,ref}$). In uscita, l'EMS aggregatore comunica all'EMS centralizzato della CER j -esima la flessibilità a salire o a scendere da fornire nell'ora considerata ($F_{j,h}^{tot,up}$ e $F_{j,h}^{tot,down}$). In ogni CER, a sua volta l'EMS centralizzato invia all'EMS locale di pertinenza dell'utente u -esimo i riferimenti di potenza da scambiare con la rete di distribuzione al tempo t al fine di massimizzare la condivisione di energia all'interno di ciascuna CER ($P_{u,j,t}^{grid,b}$ e $P_{u,j,t}^{grid,s}$) e definisce la gestione ottima del BESS dedicato alla flessibilità: gli EMS centralizzati devono infatti garantire che

l'aggregatore non incorra in penali per mancata fornitura di riserva. Infine, gli EMS locali definiscono il dispacciamento delle unità di produzione e accumulo locali, con la possibilità di adottare un approccio cooperativo o non-cooperativo.

La granularità temporale degli EMS può variare tra i tre livelli, con i livelli inferiori che possono prevedere una granularità maggiore. Infatti, il problema di ottimizzazione è risolto su un arco temporale di un giorno con intervalli di tempo orari (EMS aggregatore) o quartorari (EMS centralizzati e locali).

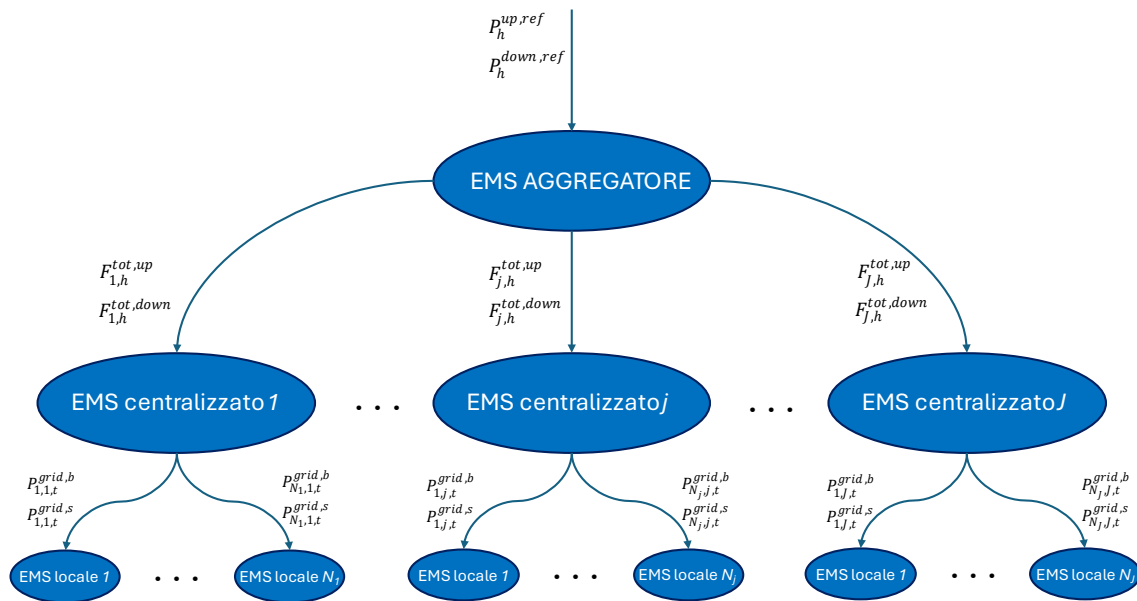


Figura 2. Rappresentazione schematica dell'interazione tra EMS

7.2.1 EMS aggregatore

Per permettere a una o più CER di operare sui mercati dell'energia e offrire servizi di flessibilità, è stato modellato un EMS dedicato (c.d. "EMS aggregatore").

Si ipotizza che l'EMS aggregatore gestisca un insieme di J CER, ciascuna provvista di impianti di generazione a fonte rinnovabile, BESS e infrastruttura di ricarica per EV. Ogni CER può essere inoltre dotata di un BESS centralizzato dedicato esclusivamente alla fornitura di servizi ancillari sull'MSD.

Si è supposto che l'EMS aggregatore gestisca l'insieme delle CER in maniera aggregata: non avendo esso accesso a dati specifici relativi al funzionamento dei singoli impianti degli utenti, le CER non sono modellate al suo interno in maniera dettagliata ma sono considerate come un unico aggregato. Pertanto, l'EMS aggregatore stima una serie di profili aggregati relativi al carico elettrico, alla domanda di ricarica degli EV e alla produzione da parte di impianti PV ed eolici. Inoltre, due BESS equivalenti sono considerati, uno rappresentante i BESS dei singoli utenti e uno rappresentante i BESS dedicati ai servizi ancillari.

L'EMS aggregatore opera sia sull'MGP, sia sull'MSD ex-ante. Una volta definito lo *scheduling* derivante dall'MGP, a cui i BESS centralizzati di flessibilità non partecipano, l'EMS aggregatore presenta le proprie offerte sull'MSD ex-ante. Tali offerte tengono in considerazione sia il contributo dell'equivalente dei BESS centralizzati di flessibilità, sia il contributo a scendere o salire (aggiuntivo rispetto allo *scheduling* post-MGP) fornito dall'insieme degli utenti delle CER.

L'orizzonte temporale dell'EMS aggregatore è costituito da H intervalli di tempo ($h = 1, \dots, H$), ciascuno con durata pari a 1 ora. Si riporta nell'allegato tecnico, in *Sezione 2.2*, la descrizione dettagliata del modello implementato.

7.2.2 EMS centralizzati

Sono stati sviluppati modelli di EMS centralizzati, uno per ciascuna delle CER considerate, i cui dettagli sono riportati nell'allegato al report in *Sezione 2.3*. Per poter garantire che la somma delle offerte a salire e a scendere di tutte le CER sia uguale alla richiesta complessiva proveniente dall'EMS aggregatore, sono stati introdotti alcuni vincoli che modellano l'interazione tra gli EMS centralizzati.

L'orizzonte temporale è costituito da T intervalli di tempo ($t = 1, \dots, T$), ciascuno con durata pari a 15 minuti.

Per quanto riguarda il caso studio, la prima CER esaminata (denominata CER1) comprende otto diversi utenti, come rappresentato in *Figura 3*, sottesi alla stessa cabina primaria nel territorio della città di Savona. I membri della CER sono distinti tra utenti residenziali e industriali/commerciali, con caratteristiche differenti in termini di taglia delle unità di produzione, di accumulo ed EV. Nella configurazione è presente un utente industriale, dotato di una microrete ad anello in bassa tensione, come descritto nel dettaglio in [6]; la microrete è caratterizzata da impianti PV, un BESS e stazioni di ricarica per auto aziendali e camion, in grado di sfruttare la tecnologia V2B.

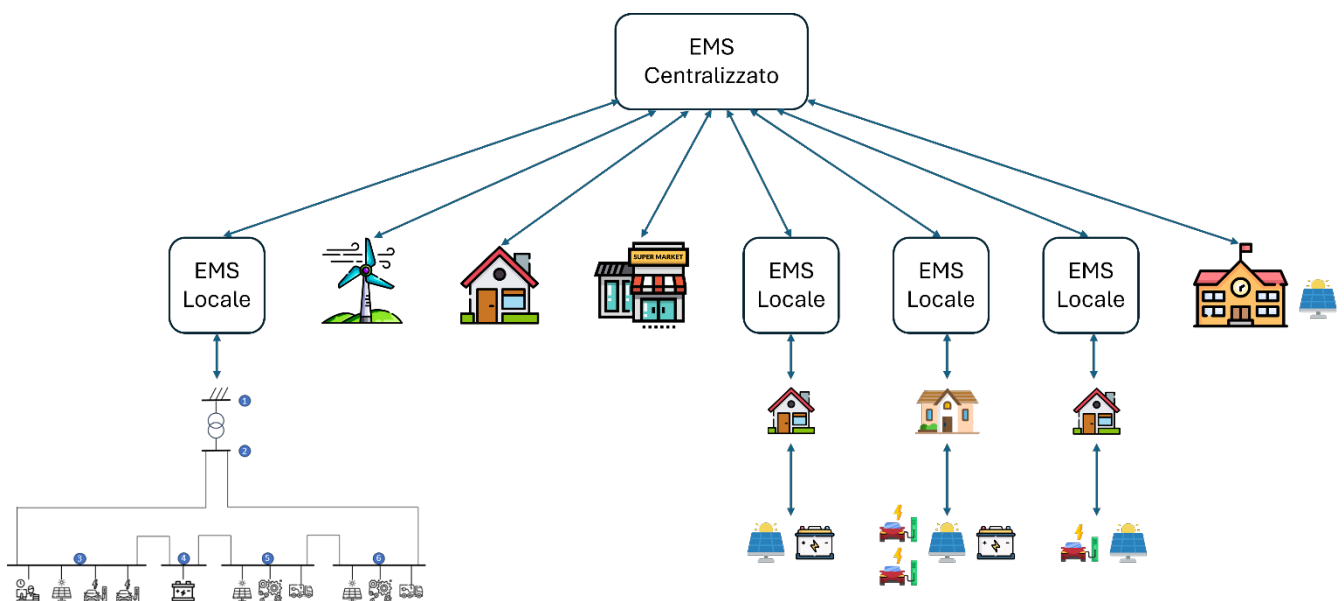


Figura 3. Schema della prima CER caso di studio (CER1)

La seconda CER (CER2) è costituita da dieci utenti, di cui sei utenti residenziali, due palazzine uffici, una scuola e un supermercato. Gli utenti residenziali sono stati differenziati per tipologia di occupanti (e.g., pensionati, coppie, famiglie, ecc.). È stato ipotizzato che la CER si trovi nella città di Savona.

Infine, la terza CER (CER3), situata nella città della Spezia, comprende sei membri, di cui cinque utenti residenziali e una stazione dei Vigili del Fuoco.

La seconda e la terza CER sono dotate ciascuna di un BESS centralizzato, dedicato esclusivamente all'offerta di servizi di flessibilità sull'MSD; la prima CER non partecipa invece alla fornitura di servizi di flessibilità.

7.2.3 EMS locali

In base agli impianti installati presso gli utenti e alle logiche di regolazione e controllo ad essi applicate (*curtailment* fotovoltaico, carichi flessibili, V2B, scambio potenza reattiva, ecc.), vengono definiti diversi tipi di "moduli" implementabili negli EMS locali, come si riporta in *Tabella 2*.

Rispetto agli EMS centralizzati sono state aggiunte:

- Curve di *capability* per gli impianti di produzione e i sistemi di accumulo in accordo con quanto indicato nelle norme CEI 0-16 e CEI 0-21;
- Possibilità di *curtailment* per impianti PV;
- Dipendenza delle potenze di carica e scarica dallo stato di carica (in inglese, *State of Charge* - SOC), sia per sistemi di accumulo sia per veicoli elettrici;
- Carichi flessibili (elettrodomestici "intelligenti");
- Equazioni di *power flow* per utenti complessi (microreti, ecc.).

Tabella 2. Lista dei moduli per gli EMS locali

Modulo	Descrizione
1)	PV semplice (no <i>curtailment</i> , no potenza reattiva)
2)	PV complesso (<i>curtailment</i> e potenza reattiva)
3)	BESS semplice ($P^{max}(SOC)$, no potenza reattiva)
4)	BESS complesso ($P^{max}(SOC)$ e potenza reattiva)
5)	Carichi flessibili (<i>Demand Response</i>)
6)	EV semplice ($P^{max}(SOC)$, no potenza reattiva, con/senza V2B)
7)	EV complesso ($P^{max}(SOC)$, potenza reattiva, con/senza V2B)
8)	<i>Optimal Power Flow</i>
9)	Connessione "semplice" alla rete (potenza attiva)
10)	Connessione "complessa" alla rete (potenza attiva e potenza reattiva)
11)	Bilancio elettrico generale
12)	Prescrizioni tecniche per la condivisione di energia
13)	Funzione obiettivo

La funzione multi-obiettivo degli EMS locali, descritti in maniera dettagliata nell'allegato al report in *Sezione 2.4*, è composta da due termini.

Il primo termine modella l'approccio "cooperativo", cioè l'inseguimento dei segnali di riferimento di potenza attiva da scambiare con la rete di distribuzione, forniti ai singoli membri dall'EMS centralizzato della CER. Questi segnali garantiscono la massimizzazione dell'energia condivisa all'interno della CER stessa e, quindi, il relativo incentivo riconosciuto dal GSE. Il secondo termine, che modella l'approccio "non-cooperativo" è relativo alla minimizzazione dei costi operativi netti del singolo membro della CER, che considerano il costo d'acquisto dell'energia dalla rete di distribuzione, i ricavi derivanti dalla vendita di energia in rete e, per gli utenti per i quali è stata modellata anche la potenza reattiva, le penali sullo scambio di potenza reattiva con la rete. Infatti, durante le ore centrali della giornata, il *Distribution System Operator* (DSO) stabilisce una penale per l'assorbimento di potenza reattiva induttiva dalla rete, mentre

nelle ore non di punta stabilisce una penale per l'iniezione di potenza reattiva induttiva in rete. Questo al fine di evitare, rispettivamente, l'abbassamento eccessivo della tensione nelle ore di punta e sovratensioni nelle ore non di punta poiché, come noto, la potenza reattiva assorbita/iniettata e la tensione ai nodi della rete sono direttamente correlate.

7.2.4 Key Performance Indicators

Si riportano in *Figura 4*, per la prima CER caso di studio (CER1), i valori dei *Key Performance Indicators* (KPI) e dell'energia condivisa totale ($E^{sh,tot}$) calcolati a partire dai risultati dell'EMS centralizzato e dal *post-processing* dei risultati degli EMS locali, su un arco temporale di una settimana ($T=672$), nei periodi di dicembre e maggio, per i seguenti scenari:

- Scenario "EMS centralizzato": per ogni CER si determina il profilo ottimo di potenza attiva che ogni suo utente deve assorbire o iniettare dalla/nella rete di distribuzione per massimizzare l'energia condivisa;
- Scenario "EMS locali Cooperativi": ogni utente cerca di seguire il profilo ottimo di potenza attiva da scambiare con la rete, fornito dall'EMS centralizzato, per la massimizzazione dell'energia condivisa, oltre a voler minimizzare i propri costi operativi netti relativi allo scambio di potenza con la rete di distribuzione;
- Scenario "EMS locali Non-Cooperativi": gli utenti trascurano gli obiettivi di comunità relativi alla condivisione di energia e perseguono solamente la minimizzazione dei propri costi operativi netti.

(a)	Scenario	SSR [%]	PSCI [%]	VSCI [%]	SEI [%]	$E^{sh,tot}(EMS\ centr.)$ [kWh]
	Dicembre	9.87	15.96	66.02	78.56	8371
	Maggio	39.13	55.81	40.84	92.42	5708.6

(b)	Scenario	SSR [%]	PSCI [%]	VSCI [%]	SEI [%]	$E^{sh,tot}(EMS\ loc.)$ [kWh]
	Dicembre	10.14	16.03	58.17	69.28	7382.18 (-12%)
	Maggio	39.64	55.98	34.35	78.04	4720 (-17%)

(c)	Scenario	SSR [%]	PSCI [%]	VSCI [%]	SEI [%]	$E^{sh,tot}(\beta^{grid}=0)$ [kWh]
	Dicembre	5.94	9.67	58.18	64.41	6859.23 (-18%)
	Maggio	44.14	61.22	25.7	66.27	3700.12 (-35%)

Figura 4. KPI per la CER1 nei tre scenari

Dal primo al terzo scenario si evidenzia una riduzione cospicua degli indicatori SEI ed Energia condivisa, in entrambi i mesi. Per quanto riguarda l'autoconsumo fisico, i valori più elevati di PSCI si registrano nel mese di maggio e in particolare nel terzo scenario, quando i singoli utenti adottano un approccio non cooperativo volto esclusivamente a consumare in situ la produzione dei propri impianti al fine ridurre i costi in bolletta.

Si riportano nell'allegato al report ulteriori risultati in *Sezione 4.2*, rappresentativi anche delle altre due CER analizzate.

8 Contributo delle eventuali consulenze alle attività sopra descritte

Non sono state utilizzate consulenze all'interno della LA.

9 Pubblicazioni scientifiche

Elenco delle pubblicazioni scientifiche risultanti dall'attività svolta:

- Fresia, M., Robbiano, T., Caliano, M., Delfino, F., Bracco, S. (2024). Optimal Operation of an Industrial Microgrid within a Renewable Energy Community: A Case Study of a Greentech Company. *Energies (19961073)*, 17(14), <https://doi.org/10.3390/en17143567>.
- Robbiano, T., Fresia, M., Caliano, M., Bracco, S. (2024). Innovative Energy Management Strategies for Aggregators in Renewable Energy Communities, sottoposto alla rivista *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*.
- Fresia, M., Robbiano, T., Bracco, S. (2025). Planning and Management Tools for Renewable Energy Communities in Smart and Sustainable Urban Districts. In *Edizione Conferenza UniGe Smart City*.

Elenco delle tesi sviluppate nell'ambito dell'attività svolta:

- Robbiano, T. (2024). Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica. Sviluppo di Sistemi Centralizzati e Locali di Gestione dell'Energia per il Funzionamento Ottimale di una Comunità Energetica Rinnovabile, <https://unire.unige.it/handle/123456789/9694>.
- Bartolini, A. (2025). Tesi di Laurea in Ingegneria Elettrica. Comunità Energetiche Rinnovabili: Modelli di Calcolo dell'Energia Condivisa ed Analisi di Load Flow.
- Fresia, M. (2025). Tesi di Dottorato in "Scienze e Tecnologie per l'Ingegneria Elettrica e i Sistemi Complessi per la Mobilità". Optimization Strategies for the Mitigation of the Impact of Inverter-based Resources on Transmission and Distribution Networks, in fase di revisione.

10 Eventi di disseminazione

Lista degli eventi di disseminazione scaturiti dall'attività svolta:

- Partecipazione a *II Edizione Conferenza UniGe Smart City* - Febbraio 2025

11 Bibliografia

- [1] N. Pflugradt, P. Stenzel, L. Kotzur, and D. Stolten, 'LoadProfileGenerator: An Agent-Based BehaviorSimulation for Generating Residential Load Profiles', *JOSS*, vol. 7, no. 71, p. 3574, Mar. 2022, doi: 10.21105/joss.03574.
- [2] *HOMER Pro*. [Online]. Available: <https://homerenergy.com/products/pro/index.html>
- [3] J. Almeida, J. Soares, B. Canizes, F. Lezama, M. A. Ghazvini Fotouhi, and Z. Vale, 'Evolutionary Algorithms for Energy Scheduling under uncertainty considering Multiple Aggregators', in *2021 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, Jun. 2021, pp. 225–232. doi: 10.1109/CEC45853.2021.9504942.
- [4] J. Lofberg, 'YALMIP : a toolbox for modeling and optimization in MATLAB', in *2004 IEEE International Conference on Robotics and Automation (IEEE Cat. No.04CH37508)*, Taipei, Taiwan: IEEE, 2004, pp. 284–289. doi: 10.1109/CACSD.2004.1393890.
- [5] *Gurobi Optimization*. [Online]. Available: <https://www.gurobi.com/>
- [6] M. Fresia, T. Robbiano, M. Caliano, F. Delfino, and S. Bracco, 'Optimal Operation of an Industrial Microgrid within a Renewable Energy Community: A Case Study of a Greentech Company', *Energies*, vol. 17, no. 14, Art. no. 14, Jan. 2024, doi: 10.3390/en17143567.