

ANNALES

PROCEEDINGS OF THE ACADEMY OF SCIENCES OF BOLOGNA

CLASS OF PHYSICAL SCIENCES



ANNALES

PROCEEDINGS OF THE ACADEMY OF SCIENCES OF BOLOGNA
CLASS OF PHYSICAL SCIENCES

2



Board of Governors of the Academy of Sciences of Bologna

President: Prof. Luigi Bolondi

Vice-President: Prof.ssa Paola Monari

Secretary of the Class of Physical Sciences: Prof. Lucio Cocco

Vice-Secretary of the Class of Physical Science: Prof. Aldo Roda

Secretary of the Class of Moral Sciences: Prof. Giuseppe Sassatelli

Vice-Secretary of the Class of Moral Sciences Prof. Riccardo Caporali

Treasurer: Prof. Pierluigi Contucci

Annales. Proceedings of the Academy of Sciences of Bologna Class of Physical Sciences

Editor in Chief

Pierluigi Contucci

Editorial Board

Daniele Bonacorsi (Physics)

Luca Ciotti (Astronomy)

Giacomo De Palma (Mathematics)

Matteo Guidotti (Chemistry)

Pier Luigi Martelli (Biology)

Alberto Parmeggiani (Mathematics)

Susi Pelotti (Medicine)

Nicola Rizzo (Medicine)

Marco Rocchetti (Computer science)

Cesare Saccani (Engineering)

Editorial Consultant of the Academy of Sciences of Bologna

Angela Oleandri

Fondazione Bologna University Press

Via Saragozza 10, 40123 Bologna

tel. (+39) 051 232 882

ISSN: 2975-2302

ISBN: 979-12-5477-519-6

ISBN online: 979-12-5477-520-2

DOI: 10.30682/annalesps2402

www.buponline.com

info@buponline.com

Copyright © the Authors 2024

The articles are licensed under a Creative Commons Attribution CC BY-NC-SA 4.0

Cover: Pellegrino Tibaldi, *Odysseus and Ino-Leocothea*, 1550-1551,
detail (Bologna, Academy of Sciences)

Layout: Gianluca Bollina-DoppioClickArt (Bologna)

First edition: October 2024

Table of contents

Prefazione , <i>Luigi Bolondi</i>	1
Introduzione/Introduction , <i>Pierluigi Contucci</i>	3
Una breve storia dei concetti di matematica e fisica <i>Lucio Russo</i>	7
A reappraisal of COVID-19 epidemiology after the pandemic: models, data, and interventions <i>John P.A. Ioannidis</i>	21
Il curriculum di matematica nella scuola italiana: radici, intrecci, ramificazioni <i>Giorgio Bolondi</i>	29
Storia del ripristino delle lapidi di Aldrovandi e dell’VIII Centenario all’Archiginnasio <i>Gian Battista Vai</i>	39
Elementi per la pianificazione di una transizione energetica sostenibile in Italia <i>Alessandro Guzzini, Marco Pellegrini, Cesare Saccani</i>	51
Tra scienza pura e rivoluzione: esperimenti di Augusto Righi e Guglielmo Marconi condotti a Bologna tra il 1893 e il 1897 <i>Eugenio Bertozzi</i>	63
Advancements and challenges in One Health <i>Barbara Roda, Alessandra Bònoli, Vittorio Sambri, Maria Careri</i>	79
La cera tra arte e scienza. Considerazioni sulla nascita e lo sviluppo della ceroplastica anatomica <i>Roberta Ballestriero</i>	97

Comunità energetiche e nuova gestione della distribuzione dell'energia elettrica	113
<i>Alberto Borghetti, Tohid Harighi, Stefano Lilla, Fabio Napolitano, Carlo Alberto Nucci, Andrea Prevedi, Fabio Tossani, Giorgio Graditi</i>	
Luigi Balugani l'esplora(pit)tore alle sorgenti del Nilo	125
<i>Luigi Vigliotti</i>	
Ernest Shackleton (1874-1922) esploratore antartico	143
<i>Marco Taviani</i>	
Il ruolo dello scienziato nel mondo di oggi	151
<i>Alberto Credi</i>	

Comunità energetiche e nuova gestione della distribuzione dell'energia elettrica

Alberto Borghetti^{1}, Tohid Harighi¹, Stefano Lilla¹, Fabio Napolitano¹, Carlo Alberto Nucci^{1**}, Andrea Prevedi¹, Fabio Tossani¹, Giorgio Graditi²*

¹Dipartimento di Ingegneria dell'Energia Elettrica e dell'Informazione "Guglielmo Marconi", Alma Mater Studiorum - Università di Bologna; ²ENEA Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

*Accademico Corrispondente Residente

**Accademico Benedettino

Abstract

Recent regulatory frameworks in Europe and other regions have introduced mechanisms that allow direct electricity transactions between end users, nowadays several of them being equipped with generation units, if they are connected to the same power distribution network. The authors of this paper, together with the participants of the panel "Le comunità energetiche rinnovabili e il loro sviluppo" (Academy of Sciences of Bologna Institute, 9 May 2024), consider that these schemes, in particular in the case of collective users and energy communities, can facilitate the ongoing energy transition and decarbonization of the electricity sector. The topic is timely and was the subject of an issue of the AEIT magazine (November/December 2023). This paper aims to summarize the basic concepts and the expected impact of energy communities on the operation of power distribution networks, while projecting a future in which these communities operate independently of public incentives.

Keywords

Energy communities, Electric Power Distribution systems, Active and reactive power exchanges, Shadow pricing, Smart grids.

1. Introduzione

Le comunità energetiche rinnovabili, oltre a promuovere la diffusione e la penetrazione delle energie rinnovabili, sono motore per uno sviluppo competitivo e sostenibile con benefici economici e sociali per i territori e le comunità locali. Possono considerarsi, in una visione più ampia, come volano per le *smart communities* alla cui base vi è la partecipazione attiva e proattiva dei cittadini ed il concetto di “democrazia diretta” nei processi di trasformazione sociale. Per lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili e per una loro concreta attuazione occorre:

- coinvolgere tutti gli attori della filiera a vario titolo e livello promuovendo l’“eticità” del processo, le opportunità correlate a queste nuove realtà territoriali;
- valutare e definire le soluzioni tecnologiche da adottare anche nell’ottica di abilitare nuovi servizi per i cittadini e, in generale, per gli utilizzatori finali;
- identificare le criticità/barriere al loro sviluppo a livello nazionale, regionale e locale individuando, al contempo, soluzioni di risoluzione/mitigazione;
- elaborare un *cahier de doléance* per promuovere soluzioni incentivanti a livello normativo, tecnologico, economico/finanziario e operativo;
- individuare nuove prospettive/scenari tecnologici, normativi, amministrativi, finanziari, economici fiscali e sociali;
- promuovere la definizione e condivisione di una roadmap nazionale di sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili come linea guida di supporto standardizzato per i diversi soggetti coinvolti;
- favorire comportamenti virtuosi, operando sui territori, confrontandosi con gli amministratori locali, i cittadini, gli operatori del settore e facilitando il trasferimento dei risultati e prodotti della ricerca in applicazioni reali.

I benefici attesi sono vari: ambientali, economici e sociali. In pratica, ci si aspetta che le comunità facilitino l’installazione di nuovi impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile oltre a sistemi di accumulo, di monitoraggio e di gestione e ottimizzazione che consentano di sincronizzare il consumo con la produzione, evitando di rendere necessari o posticipando nel tempo investimenti consistenti per l’ampiamiento delle reti di distribuzione e di trasmissione. Inoltre, ulteriori contributi al sistema potranno venire in termini di flessibilità, efficientamento ed ottimizzazione degli usi finali, erogazione di servizi ancillari, mobilità sostenibile, riduzione della povertà energetica e crescita della percezione del valore dell’energia.

La Fig. 1¹ illustra il percorso della legislazione e regolamentazione italiana che ha introdotto le comunità energetiche rinnovabili. Questo meccanismo incentiva il bilanciamento della produzione e del consumo di energia elettrica all’interno della comunità.

Lo scenario è quello attualmente in atto della decarbonizzazione della produzione dell’energia elettrica con la necessità di sostituire impianti di produzione che usano combustibili fossili con impianti privi di emissioni quali, nel caso di impianti di potenza limitata a qualche MW connessi alle reti di distribuzione, quelli solari, eolici e mini-idroelettrici.

¹ Tutte le immagini sono pubblicate a colori nell’edizione online degli *Annales*.

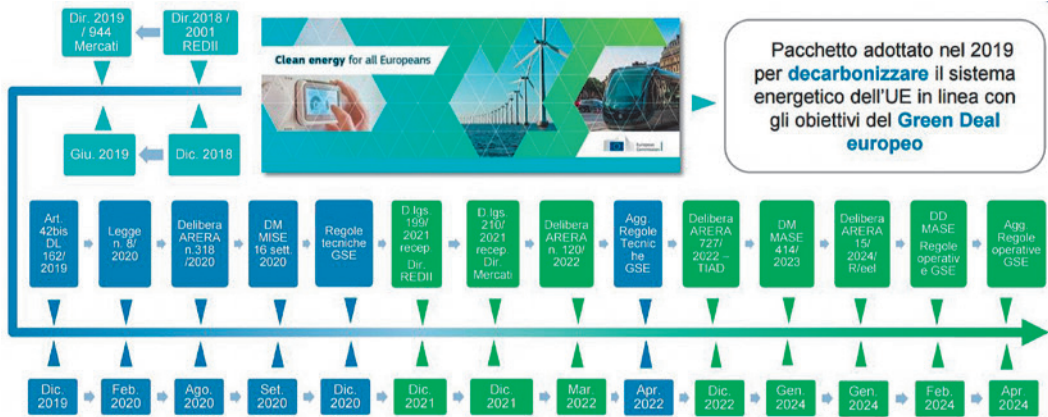


Fig. 1. Il percorso italiano di regolamentazione delle comunità energetiche rinnovabili a partire dalle direttive europee (in blu provvedimenti relativi alla disciplina transitoria; provvedimenti relativi al completo recepimento della normativa europea).

La decarbonizzazione del settore elettrico sembra rendere auspicabile una maggiore penetrazione dell'uso dell'energia elettrica negli usi finali dell'energia. L'elettrificazione della mobilità privata, l'uso maggiore delle pompe di calore per il riscaldamento e raffrescamento degli edifici, oltre ai crescenti consumi dei centri di elaborazione dati, sono spesso menzionati per supportare previsioni di aumento significativo dei consumi di energia elettrica nei prossimi anni.

L'argomento è di attuale interesse ed è stato oggetto di un numero di novembre/dicembre della rivista AEIT dove il focus "Rinnovabili e Comunità Energetiche" evidenzia il ruolo crescente dei clienti finali nella transizione energetica [1]. Le città, con il loro alto consumo energetico – in esse mediamente si consuma il 65% del fabbisogno nazionale, e si produce oltre il 70% delle emissioni di gas serra –, sono ideali per iniziative *smart* e *carbon neutral* e le comunità energetiche, mirate a obiettivi ambientali, economici e sociali, ne rappresentano una componente fondamentale [2].² È sottolineato il ruolo sociale delle comunità nel contrastare la povertà energetica, accentuata dal COVID e dalla crisi energetica post-invasione russa dell'Ucraina [3] con alcuni esempi illustrativi [4]. Il raggiungimento dei vantaggi da parte delle comunità è reso possibile dall'ottimizzazione delle generazioni rinnovabili e della loro gestione in tempo reale [5], mentre occorre considerare anche i requisiti per il buon funzionamento del sistema elettrico di distribuzione e trasmissione [6].

Gli autori di questo articolo, insieme ai partecipanti al panel "Le comunità energetiche rinnovabili e il loro sviluppo" (Accademia delle Scienze dell'Istituto di Bologna, 9 maggio 2024), considerano che schemi quali le comunità energetiche, che consentono lo scambio diretto di energia elettrica fra gli utenti finali, possano facilitare la transizione energetica in corso e la decarboniz-

² In [2] viene dato risalto anche a una delle cinque missioni di Horizon Europe, la Missione "Climate neutral and smart cities", con cui l'Europa si impegna a rendere 100 città a emissioni zero entro il 2030 [Directorate-General for Research and Innovation (European Commission), "100 Climate-Neutral Cities by 2030 - by and for the Citizens", Interim Report of the Mission Board for Climate-Neutral and Smart Cities. doi: 10.2777/345941, https://ec.europa.eu/info/eu-regional-and-urban-development/topics/cities-and-urban-development/city-initiatives/smart-cities_en].

zazione del settore elettrico. Questo articolo si propone di riassumere i concetti di base e l'impatto atteso delle comunità energetiche sull'esercizio delle reti di distribuzione dell'elettricità, con l'idea che in futuro queste comunità possano operare indipendentemente dagli incentivi pubblici.

2. Quadro concettuale delle comunità energetiche

La Fig. 2 e la Fig. 3 illustrano le strutture di base in cui possono essere implementate le transazioni dirette tra consumatori finali. Per transazioni dirette si intendono le compensazioni monetarie per gli scambi di energia tra consumatori finali, senza acquisti e vendite a un'entità terza, ossia un rivenditore che ha accesso diretto al mercato all'ingrosso dell'energia elettrica. Gli scambi diretti possono essere un'alternativa vantaggiosa quando c'è una differenza significativa tra il prezzo che l'utente finale paga al rivenditore per l'acquisto dell'energia e il prezzo di vendita dell'energia ceduta in rete, spesso pari al prezzo del mercato all'ingrosso. La differenza tra i due prezzi (acquisto e cessione dell'energia), al netto delle imposte e delle remunerazioni per le attività di gestione del sistema elettrico, rappresenta un ricavo per il rivenditore.

La Fig. 2a) illustra il caso di un mercato locale che imita il mercato all'ingrosso, chiamato anche borsa elettrica. Ogni utente invia un'offerta con la coppia prezzo-energia che vuole di

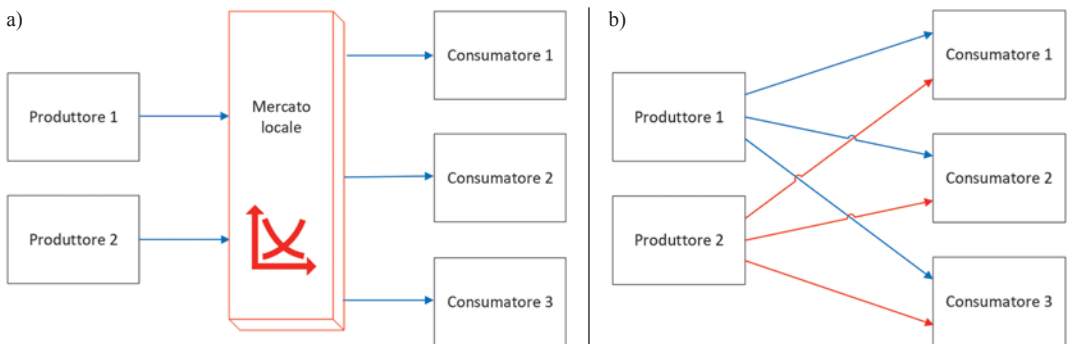


Fig. 2. Struttura dei contratti a) di borsa e b) bilaterali. Le frecce indicano le direzioni di potenza.

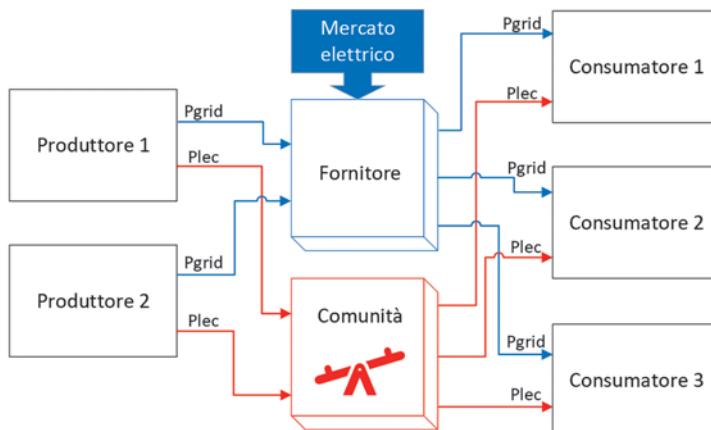


Fig. 3. Struttura della comunità.

vendita o acquisto. La curva aggregata risultante delle offerte è tipicamente crescente per i venditori e decrescente per gli acquirenti. Il punto di compensazione del mercato è rappresentato dall'intercetta delle curve aggregate di domanda e offerta. Ovviamente, nel caso di utenti collegati alla rete di distribuzione, il ruolo di consumatore e produttore può cambiare durante la giornata. Inoltre, i rivenditori possono agire sia come produttori che come consumatori. La capacità dell'utente finale di partecipare a tale mercato con offerte accurate è problematica a causa della mancanza di tempo, interesse, informazioni e conoscenze.

La Fig. 2b) illustra il caso dello scambio bilaterale o peer-to-peer. Rispetto al caso precedente, in questo caso c'è anche la necessità di abbinare le due parti. Come nella Fig. 2a), anche in questo schema alcuni blocchi di consumatori/produttori sono i rivenditori con conoscenze e informazioni migliori rispetto agli altri utenti.

La Fig. 3 mostra il caso di una comunità in cui la presenza di rivenditori è esplicitamente mostrata, mentre i blocchi di consumatori/produttori rappresentano solo gli utenti finali. Ognuno di essi ha un contratto con un rivenditore. In genere, ci sono diversi rivenditori che offrono contratti standard agli utenti finali, che non hanno la possibilità di discutere i dettagli, ma solo di scegliere tra alternative, spesso con informazioni incomplete e asimmetriche. La comunità non coinvolge i rivenditori, né interferisce con le scelte degli utenti. La comunità mira a ridurre gli scambi di ciascun membro della comunità con il proprio rivenditore. Per semplicità, lo schema di Fig. 3 non include esplicitamente la possibilità per la comunità di svolgere anche le funzioni di gruppo d'acquisto di energia, selezionando uno o più rivenditori e proponendole ai propri membri che possono stipulare il contratto di fornitura con il venditore alle condizioni stabilite con il gruppo, secondo la regolamentazione italiana.

Nella fase di liquidazione, cioè dopo il periodo in cui l'energia viene fisicamente consegnata e utilizzata, il gestore della comunità calcola la ripartizione dell'energia scambiata tra i membri della comunità in ogni periodo considerato, che può essere un'ora (secondo la regolamentazione italiana attuale) o più breve, ad esempio 15 minuti. Nella Fig. 3, gli scambi di energia nella comunità sono indicati come P_{LEC} , considerati costanti durante il periodo. Per ogni utente, P_{LEC} ha un segno diverso se viene consumato o prodotto secondo la direzione di potenza definita dal contatore e il valore assoluto non può superare quello registrato dal contatore. Ovviamente, la somma di tutti i valori di P_{LEC} dei membri della comunità deve essere in equilibrio per ogni periodo. L'allocazione di P_{LEC} calcolata dal gestore della comunità viene sottratta dalla lettura del contatore di ciascun utente e il complemento di P_{grid} al valore della lettura viene assegnato al rivenditore dell'utente. La partecipazione dell'utente alla comunità non modifica le caratteristiche del contratto o la scelta del rivenditore, ma influisce solo sulla lettura del contatore.

Una versione soft di questo schema e del suo obiettivo, utilizzato ad esempio in Italia per la prima implementazione delle comunità, è quella di fornire un incentivo economico senza incidere sul ricavo dei rivenditori. Per ogni periodo, l'incentivo viene attribuito all'energia condivisa, cioè all'energia prodotta e consumata all'interno della comunità, valutata come minimo tra la produzione netta complessiva e il prelievo totale dei consumatori, durante ogni intervallo di tempo. Esistono regole che limitano l'incentivo solo all'energia bilanciata prodotta da unità specifiche (rinnovabili, senza altri incentivi), evitando l'uso di carica e scarica delle unità di accumulo per moltiplicare artificiosamente l'energia bilanciata in periodi diversi.

Dato che l'incentivo monetario alle comunità è finanziato dalle tasse pubbliche o dalle bollette elettriche di tutti gli utenti, lo schema incentivato può essere ragionevolmente consentito fino al limite di consumo ritenuto accettabile di risorse pubbliche e quindi solo per l'avvio di questo tipo di accordo mutualistico tra gli utenti finali del servizio elettrico.

In ogni caso, i membri della comunità devono essere connessi alla stessa rete di distribuzione, nella regolamentazione italiana definita dalla rete alimentata dalla stessa sottostazione di trasformazione da alta a media tensione (detta cabina primaria), al fine di ottenere i benefici derivanti dall'equilibrio locale tra consumo e produzione.

Un problema tipico della comunità è la definizione del prezzo per le transazioni interne, cioè i prezzi degli scambi P_{LEC} . Questo problema è presente anche nella versione semplificata della comunità, che riceve un incentivo monetario per l'energia condivisa. Infatti, è necessario definire una regola che permetta di distribuire l'incentivo tra i membri, in modo che tutti ricevano un beneficio dalla partecipazione.

In [7, 8], la regola di prezzo proposta per le transazioni P_{LEC} si riferisce alla definizione di un problema di ottimizzazione della comunità che minimizzare il costo totale dell'acquisto di energia elettrica dai rivenditori. È ragionevole che il prezzo delle transazioni P_{LEC} tra gli utenti sia legato alle tariffe P_{grid} note, in quanto definite dai contratti degli utenti con i loro rivenditori. Esprimendo l'ottimizzazione come un problema di programmazione lineare, i prezzi P_{LEC} sono calcolati come i prezzi ombra del vincolo che obbliga, per ogni utente, la somma di P_{LEC} e P_{grid} a essere uguale all'energia consumata o prodotta contabilizzata dal contatore corrispondente. Questo approccio fornisce un beneficio a tutti i membri della comunità per ogni singola transazione, o almeno nessun danno, rispetto al caso in cui le transazioni P_{LEC} non sono consentite.

La formazione di comunità è favorita in contesti normativi in cui esiste un disaccoppiamento tra le attività del gestore della rete e quelle dei rivenditori di energia elettrica. In questi contesti, esistono procedure già definite per garantire le risorse finanziarie adeguate a compensare le attività del gestore, la manutenzione e lo sviluppo della rete. La presenza delle comunità non cambia le regole di definizione degli oneri di utilizzo della rete di distribuzione. Migliorando l'utilizzazione delle unità di produzione e di accumulo locali, le comunità possono ridurre la necessità di espansione della rete per sostenere la prevista crescita futura del consumo di elettricità, in particolare per la mobilità privata, il riscaldamento e il condizionamento dell'aria.

Il concetto di scambio diretto tra i membri della comunità può essere esteso al caso della potenza reattiva, consentendo le transazioni Q_{LEC} come descritto in [9, 10]. Uno dei problemi tipici dell'aumento della generazione distribuita è che, se il generatore locale non ha una sufficiente capacità di compensazione della potenza reattiva, il fattore di potenza dell'utente può diminuire. Ad esempio, se la maggior parte del consumo di energia attiva di un sito è compensato dalla produzione locale di un'unità fotovoltaica durante le ore diurne senza compensazione della potenza reattiva, il fattore di potenza corrispondente sarà significativamente inferiore a quello di un sito analogo senza produzione fotovoltaica. In genere, i gestori delle reti di distribuzione impongono una penalità agli utenti non residenziali se operano con un fattore di potenza inferiore a una soglia predefinita. Tuttavia, per i gestori può essere ancora accettabile e utile ricevere una compensazione di potenza reattiva da altri membri della stessa comunità, perché sono collegati alla stessa direttrice di alimentazione. Pertanto, consentendo le transazioni Q_{LEC} ,

alcuni membri possono evitare o ridurre le penali dovute al funzionamento a basso fattore di potenza, fornendo un mezzo per un uso più efficiente delle capacità di compensazione della potenza reattiva disponibili nella comunità.

L'esempio delle transazioni di potenza reattiva illustra anche la potenziale capacità delle comunità di essere fornitori di servizi ausiliari agli operatori di rete, analogamente al ruolo degli aggregatori, delle microreti e delle centrali elettriche virtuali.

Per sfruttare tutte le opportunità offerte dalle norme e fornire servizi ausiliari agli operatori di rete attraverso i mercati locali, il gestore della comunità è incoraggiato a installare sistemi di monitoraggio del comportamento dei membri, sistemi di controllo diretto per regolare la loro produzione e il loro consumo, e anche unità di accumulo dedicate. Il funzionamento della comunità sarà quindi guidato da calcoli di ottimizzazione per programmare in anticipo le risorse disponibili, sulla base di previsioni a breve termine dei consumi e della generazione rinnovabile. Ciò giustifica lo sviluppo di procedure di programmazione delle risorse che tengono conto delle peculiarità di una comunità di membri indipendenti per il suo funzionamento ottimale [11-13].

La presenza di comunità nella rete in grado di bilanciare il consumo e la produzione locale, con mezzi di monitoraggio e controllo migliori e con un maggiore uso di unità di accumulo distribuite, merita di essere presa in considerazione sia nella pianificazione sia nel funzionamento delle reti di distribuzione [14].

I due paragrafi seguenti sono dedicati, il primo, ai sistemi di gestione di una comunità e, il secondo, all'analisi della presenza di più comunità nella stessa rete di distribuzione.

3. Sistema di gestione della comunità

La Fig. 4 illustra due sistemi, entrambi rappresentanti comunità energetiche, in cui il funzionamento di un sistema di gestione viene verificato utilizzando sia dati misurati sia calcolati. Nel primo sistema (Fig. 4a), un simulatore digitale in tempo reale (*real time digital simulator* RTDS) rappresenta un sistema di accumulo e il sistema di gestione usa i dati attuali e storici

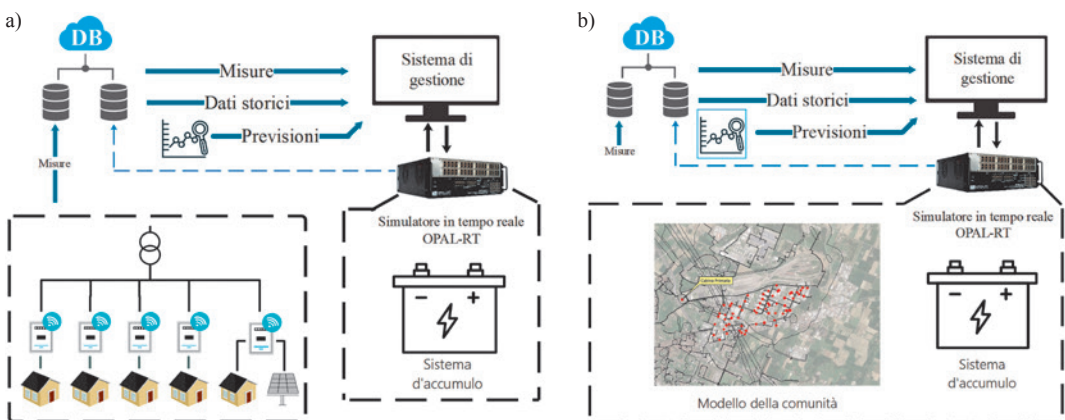


Fig. 4. a) Sistema di gestione di una comunità che utilizza dati storici, previsioni e dati in tempo reale, interfacciati con un simulatore in tempo reale di un sistema di accumulo; b) come in a) con dati in tempo reale simulati di un modello di comunità.

forniti da misuratori installati presso utenti del quartiere urbano nel quartiere Roveri di Bologna. Nel secondo sistema (Fig. 4b), il simulatore RTDS rappresenta una comunità energetica più ampia che include vari utenti e sistemi di produzione e accumulo. Questi sistemi sono utili per la definizione delle procedure di gestione ottimale dei flussi energetici della comunità energetica.

Il sistema di gestione descritto in [12] mira a ridurre le spese di approvvigionamento dell'energia elettrica della comunità e a massimizzare l'energia condivisa tra i partecipanti considerando l'incentivo monetario previsto dalla regolamentazione attuale. La procedura di ottimizzazione utilizza un approccio con orizzonte mobile di 24 ore, utilizzando previsioni aggiornate della generazione fotovoltaica e della domanda di carico. Questa procedura regola le impostazioni della batteria in base allo stato operativo attuale della comunità.

Come esempio, la Tabella 1 mostra i risultati di una settimana di gestione di una comunità di 10 utenti con 2075 kW di unità fotovoltaiche installate e unità di accumulo con 2750 kWh di capacità (rappresentata secondo lo schema di Fig. 4b). Il carico e la produzione fotovoltaica durante la settimana considerata nell'agosto 2023 sono stati rispettivamente di 71,6 MWh e 72,9 MWh. La tabella mostra l'energia totale acquistata dai rivenditori e il pagamento corrispondente, ipotizzando un *uplift* di 150 euro per MWh rispetto al profilo di prezzo unico nazionale fornito da IPEX (la borsa elettrica all'ingrosso italiana); l'energia totale immessa in rete e il ricavo corrispondente, utilizzando il profilo di prezzo IPEX; l'energia prodotta e autoconsumata da ciascuno dei partecipanti; l'energia condivisa tra i partecipanti e l'importo totale dovuto all'incentivo (considerato pari a 110 €/MWh); e i costi totali di approvvigionamento. Se si tiene conto della differenza tra l'energia immagazzinata alla fine e all'inizio della settimana, le perdite di carica e scarica delle batterie di accumulo sono pari a circa il 3% della produzione fotovoltaica. La Tab. 1 mostra i risultati relativi al caso senza alcuna ottimizzazione e al caso con l'implementazione dell'ottimizzazione che agisce sulla carica e la scarica delle unità di accumulo. Il vantaggio economico nella riduzione del tasso di autoconsumo a favore dell'aumento del tasso di vendita e condivisione dell'energia, suggerito dall'approccio ottimizzato, è dovuto alla presenza dell'incentivo previsto nella regolamentazione attuale che può avere un effetto di distorsione nell'uso più efficiente delle risorse.

Tab. 1. Esempio di risultati per una comunità di 10 membri.

	Energia (MWh)			
	Acquistata	Venduta	Autoconsumata	Condivisa
Non ottimizzata	23,5	22,8	48,1	6,4
Ottimizzata	26,9	26,6	44,7	10,1
	Risultati economici (migliaia di euro)			
	Pagamento ai fornitori	Ricavo per l'energia venduta	Incentivo per l'energia condivisa	Costi totali di approvvigionamento
Non ottimizzata	6,5	2,6	0,7	3,2
Ottimizzata	7,4	3,4	1,1	2,9 (-10%)

4. Caso di studio della rete di distribuzione in media tensione di una cabina primaria urbana

Come caso di studio degli effetti della presenza di più comunità della stessa rete di distribuzione sono state considerate 5 direttrici di alimentazione collegate a una cabina primaria a 132/15 kV urbana con tre trasformatori (uno da 50 MVA e gli altri due da 25 MVA) equipaggiati da variatori sotto carico del rapporto di trasformazione. In totale il sistema ha 134 nodi senza anelli. Sono stati considerati tre giorni invernali e tre giorni estivi del 2023. Nei giorni invernali il consumo complessivo del sistema è 814,6 MWh; la generazione fotovoltaica è 18 MWh (pari al 2,2% del consumo); la generazione da alternatori è pari a 33,4 MWh. Nei giorni estivi il consumo complessivo del sistema è 981,3 MWh; la generazione fotovoltaica è 32,6 MWh (pari al 3,32% del consumo), la generazione da alternatori è 34,5 MWh.

Senza considerare la presenza di incentivo, è stata assunta la possibilità di scambio diretto fra i partecipanti sia di potenza attiva sia di potenza reattiva. Il prezzo ombra del bilancio di P_{LEC} e P_{grid} è usato per la valorizzazione degli scambi di potenza attiva. Per motivi illustrativi, la penalità per funzionamento a fattore di potenza inferiore a 0,9 è stata assunto pari a 5 €/kvarh ed è stata considerata la presenza di sistemi di accumulo in rete con una capacità totale di 675 kWh.

Gli utenti connessi ai nodi della rete di distribuzione sono stati casualmente assegnati a tre rivenditori con profili di prezzo diversi durante la giornata: uno (con valori minimi e massimi pari a 0,093 €/kWh e 0,33 €/kWh, rispettivamente) segue il tipico comportamento dei prezzi del mercato all'ingrosso con due picchi al mattino (9-11) e alla sera (18-2), il secondo profilo (con gli stessi valori massimi e minimi) ha un prezzo basso durante la notte e un prezzo più alto durante il giorno, il terzo ha uno sconto del 10% rispetto al secondo. I profili dei prezzi riconosciuti all'energia ceduta al rivenditore seguono schemi simili, ma con valori dimezzati.

Gli utenti sono anche stati casualmente assegnati, con distribuzione uniforme, a un numero variabile di comunità, con un sotto insieme di utenti che si assume non partecipi a nessuna comunità. I dettagli dell'analisi sono presentati in [15]. La Fig. 5 mostra la riduzione percentuale dei costi d'acquisto di energia elettrica e delle penalità per gli utenti che appartengono a una comunità rispetto al caso in cui le transazioni P_{LEC} e Q_{LEC} sono vietate. I grafici si riferiscono

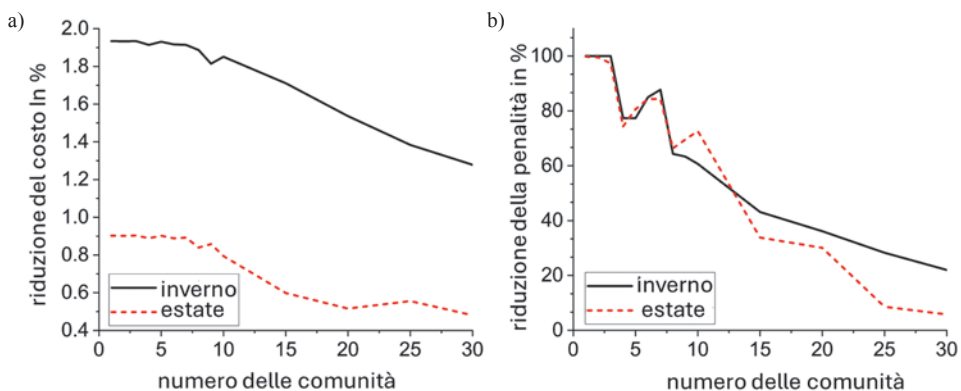


Fig. 5. Riduzione percentuale dei costi di approvvigionamento (a) e delle penalità per violazione del fattore di potenza minimo (b), variando il numero di comunità, rispetto al caso in cui le transazioni P_{LEC} e Q_{LEC} siano vietate.

ai costi complessivi dei tre giorni e delle penali, in inverno e in estate. Senza le transazioni P_{LEC} e Q_{LEC} , i costi di approvvigionamento di energia e le penalità (in migliaia di euro) sono rispettivamente 237,3 e 0,034 per i giorni invernali e 276,3 e 55,0 per i giorni estivi. La figura mostra che, all'aumentare del numero di comunità, le riduzioni diminuiscono, il che significa che sia i costi sia le penalità si avvicinano progressivamente ai valori del caso senza transazioni P_{LEC} e Q_{LEC} .

5. Conclusioni

Globalmente, l'uso delle fonti rinnovabili è aumentato negli ultimi 10 anni, ma rimane basso rispetto agli obiettivi futuri. L'Europa si impegna a rendere 100 città *carbon neutral* entro il 2030. Se il 20% dell'energia consumata nelle città degli Stati membri, nelle quali mediamente si consuma il 65% del fabbisogno nazionale, fosse prodotto da comunità energetiche, queste potrebbero giocare un ruolo non trascurabile. Sono in fase di studio varie soluzioni per facilitare gli scambi diretti di energia tra i partecipanti alle comunità. A Bologna, si sta sperimentando l'integrazione di un sistema di gestione dell'energia con una simulazione digitale in tempo reale per ottimizzare l'uso dell'energia condivisa.

L'articolo presenta anche i risultati ottenuti con un modello per l'analisi degli effetti di più comunità energetiche sulla stessa rete di distribuzione, garantendo la libera scelta degli utenti e fornendo prezzi di transazione interni basati sui vincoli di bilanciamento della potenza. Il modello include anche scambi di potenza reattiva e viene applicato a una rete reale di distribuzione in media tensione per valutare l'efficacia nel ridurre i costi dell'energia elettrica e le penalità per il funzionamento a basso fattore di potenza. Il modello può essere utilizzato per esaminare la fornitura di servizi di flessibilità al gestore della rete di distribuzione.

Ringraziamenti

L'attività descritta è stata svolta in collaborazione con i colleghi di AESS (C. Carani, F. Barroco), CAAB (D. Caccioni), Inrete Distribuzione Energia (A. Calzolari), HERATech (M. Salicini, C. Cercolani) e i colleghi del Dipartimento di Architettura dell'Università di Bologna (D. Longo, B. Turillazzi), anche nell'ambito del progetto GECO di EIT Climate-KIC e dei progetti NEST (PE0000021 – CUP J33C22002890007) e ECOSISTER (ECS00000033 – CUP J33C22001240001) finanziati dal Ministero dell'Università e della Ricerca.

Bibliografia

1. Delfanti, M. Rinnovabili e comunità energetiche. *AEIT 2023*, novembre/dicembre, 4-5.
2. Nucci, C.A. Città intelligenti e comunità energetiche. *AEIT 2023*, novembre/dicembre, 6-19.
3. Campagna, L.; Rancilio, G.; Bovera, F.; Merlo, M.; Zatti, M. Il ruolo sociale delle comunità energetiche. *AEIT 2023*, novembre/dicembre, 20-29.
4. Pedrotti, S. Donare luce e calore. *AEIT 2023*, novembre/dicembre, 50-52.

5. Conte, F.; Iannello, G.; Di Fazio, A.R.; Iacovacci, A.; Losi, A.; Russo M. Il progetto ComER: metodi e strumenti per le CER. *AEIT 2023*, novembre/dicembre, 30-39.
6. Menniti, D.; Sorrentino, N.; Pinnarelli, A.; Brusco, G.; Vizza, P.; Barone, G. CER e tecnologie per il supporto al sistema elettrico. *AEIT 2023*, novembre/dicembre, 40-49.
7. Lilla, S.; Orozco, C.; Borghetti, A.; Napolitano, F.; Tossani, F. Day-ahead scheduling of a local energy community: an alternating direction method of multipliers approach. *IEEE Trans. Power Syst.* 2020, 35, 1132-1142. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2944541>.
8. Harighi, T.; Borghetti, A.; Napolitano, F.; Tossani, F. Optimization model for the analysis of multiple energy communities in the same distribution network with different providers. *Proc. 2023 IEEE Belgrade PowerTech Conf.* Belgrade, Serbia, 25-29 June 2023, 847-852. <https://doi.org/10.1109/PowerTech55446.2023.10202985>.
9. Harighi, T.; Borghetti, A.; Napolitano, F.; Tossani, F. Provision of reactive power services by energy communities in MV distribution networks. *Sustainable Energy, Grids and Networks* 2023, 34, 101038. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101038>.
10. Harighi, T.; Borghetti, A.; Lilla, S.; Nucci, C.A.; Calzolari, A.; Salicini, M.; Cercolani, C. Quantifying maximum limits for reactive power flexibility provision in energy communities: a case study of a real distribution power network. *Proc. CIGRE, Paris Session*, 2024.
11. Orozco C.; Borghetti A.; De Schutter B.; Napolitano F.; Pulazza G.; Tossani F. Intra-day scheduling of a local energy community coordinated with day-ahead multistage decisions. *Sustainable Energy, Grids and Networks* 2022, 29, 100573. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100573>.
12. Prevedi, A.; Penalozza, J.D.R.; Pontecorvo, T.; Napolitano, F.; Tossani, F.; Borghetti, A.; Nucci, C.A. Optimal operation of renewable energy communities through battery energy systems: a field data-driven real-time simulation study. *Proc. 6th Int. Conf. on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. Mugla, Turkey, 4-6 September, 2023. <https://doi.org/10.1109/SEST57387.2023.10257402>.
13. Yan, B.; Di Somma, M.; Graditi, G.; Luh, P.B. Markovian-based stochastic operation optimization of multiple distributed energy systems with renewables in a local energy community. *Electric Power Systems Research* 186, 2020, 106364. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106364>, ISSN 03787796.
14. Maleki Delarestaghi J.; Arefi A.; Ledwich G.; Borghetti A. A distribution network planning model considering neighborhood energy trading. *Electric Power Systems Research* 2021, 191, 106894. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106894>.
15. Harighi, T.; Lilla, S.; Borghetti, A. Modeling of independent energy communities sharing the same distribution network. *Proc. 7th Int. Conf. on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Torino, 10-12 September, 2024.

