



POLITECNICO

MILANO 1863

DIPARTIMENTO DI ENERGIA

GRUPPO DI SISTEMI ELETTRICI PER L'ENERGIA



**UNIVERSITÀ
DI TRENTO**

Department of
Civil, Environmental and Mechanical Engineering



LEAP

FOUNDED IN 2005 BY
POLITECNICO DI MILANO

Comunità energetiche

*gli strumenti della ricerca
per analisi tecniche,
economiche e sociali*

Agosto 2024
Versione 1.0

Comunità energetiche:

gli strumenti della ricerca per analisi tecniche, economiche e sociali

Gruppo di Sistemi Elettrici per l'Energia, *Dipartimento di Energia, Politecnico di Milano,*
Via Lambruschini 4, 20156 Milano MI

Sustainable Energy Laboratory, *Dipartimento di Ingegneria Civile, Ambientale e Meccanica,*
Università degli Studi di Trento, Via Mesiano 77, 38123 Trento TN

Smart Energy Systems, *Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza (LEAP s.c.a r.l.), Via Nino*
Bixio 27/C, 29121 Piacenza PC

Per informazioni:

e-mail: giuliano.rancilio@polimi.it; vincenzo.trovato@unitn.it; matteo.zatti@polimi.it

Sito web: <http://www.e4g.polimi.it/>; <https://www.corsosmartgrids.energia.polimi.it/>

Prefazione

a cura di Maurizio Delfanti

Il sistema energetico europeo sta subendo una profonda trasformazione. A partire dalla pubblicazione del *Clean Energy for all Europeans Package*, i clienti finali, fino ad allora ultimo anello della catena decisionale in tema di politiche energetiche, hanno ottenuto la possibilità di partecipare attivamente alla generazione di energia da fonti rinnovabili, e ai mercati della flessibilità e dei servizi; ma anche alla definizione delle politiche che interesseranno le loro vite nei prossimi anni.

Il raggiungimento dei target europei di decarbonizzazione al 2030 (e 2050) conta dunque su una ampia platea di attori: è questo un passaggio chiave delle direttive 2018/2001/UE (meglio conosciuta come RED II) e 2019/944/UE (IEM, o anche “mercato”). Le due direttive definiscono il quadro europeo per la partecipazione del singolo e della collettività, introducendo specifici schemi di autoconsumo (anche collettivo) e di comunità dell’energia. A partire dalle definizioni, le Comunità Energetiche sono state introdotte per rispondere a esigenze più ampie rispetto al solo autoconsumo di energia da fonti rinnovabili. Una comunità ha “lo scopo principale di offrire ai [...] membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari” (IEM), o in alternativa risponde all’obiettivo di “fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari” (RED II).

Il lavoro presentato nel seguito, curato a più mani da soggetti di ricerca con diverse sensibilità culturali, tratteggia il tema delle CER (e, più in generale, dell’autoconsumo diffuso) quale modello alternativo per la promozione e l’uso di energia da fonti rinnovabili, incentrato sui bisogni energetici, ambientali e sociali delle realtà locali. Oltre agli aspetti energetici ed economico-finanziari, si pone l’attenzione sullo sforzo organizzativo che è richiesto agli attori del territorio. Infatti, con queste iniziative, da un lato i cittadini, le amministrazioni pubbliche, le imprese locali assumono un ruolo centrale nelle politiche energetiche del Paese; dall’altro, a questi soggetti, è richiesto uno sforzo di partecipazione, e anche di leadership, al fine di riconoscere e valorizzare al meglio le risorse che ciascun attore può mettere a disposizione.

Nel lavoro, particolare attenzione è posta sulla dimensione sociale dell’autoconsumo, nonché sull’importanza delle autorità locali, e delle realtà che insistono sui territori (come le Università) nell’attuazione di queste misure. Questa scelta viene nel segno delle indicazioni del legislatore europeo, che ha voluto precisare: “bisogna stimolare l’accesso di utenti vulnerabili a questi schemi, coinvolgendo anche i Comuni” (COMMISSION RECOMMENDATION (EU) 2023/2407 – 10/2023).

Infatti, coniugando l’autoconsumo diffuso da energie rinnovabili con il contrasto alla povertà energetica, tema sul quale sono presentati alcuni strumenti specifici, si colgono due vantaggi: da un lato si favorisce la decarbonizzazione del sistema, nelle traiettorie al 2030 e al 2050; dall’altro, si contrasta la povertà energetica sostituendo spesa corrente (bonus energia) con investimenti strutturali in energie rinnovabili.

Affinché tutto questo avvenga, serviranno opportuni percorsi di *capacity building* per i soggetti promotori (amministrazioni pubbliche *in primis*), per offrire loro quelle competenze volte a generare e mantenere il valore nei territori d’elezione. In definitiva, come emerge dal lavoro, lo sviluppo delle Comunità Energetiche rappresenta uno strumento per rendere protagonisti delle

scelte energetiche gli utenti finali; di conseguenza deve avere l'ambizione di definire percorsi che determinino impatti sulla società nel suo complesso e sulle attese per lo sviluppo, in senso ampio, di un'economia sostenibile legata ai territori.

Infine, un'ultima valenza delle CER, da non sottovalutare. Realizzando sul territorio tante iniziative condivise, alimentate da energia rinnovabile, con un bassissimo impatto ambientale, si favorisce, in modo progressivo, l'accettazione dei nuovi impianti da parte delle comunità locali. Si contrasta così la tendenza in corso, che esaspera il rifiuto delle installazioni da parte dei territori, magari guardando altre soluzioni salvifiche del problema energetico; si dimostra invece come la tecnologia di cui già si dispone (prima di tutto, il fotovoltaico) sia la leva principale per affrontare, e risolvere, le sfide energetiche e ambientali, assicurando un equilibrato compromesso tra la tutela del paesaggio e la tutela dell'ambiente "anche nell'interesse delle future generazioni", come richiesto dalla nostra Costituzione.

Indice

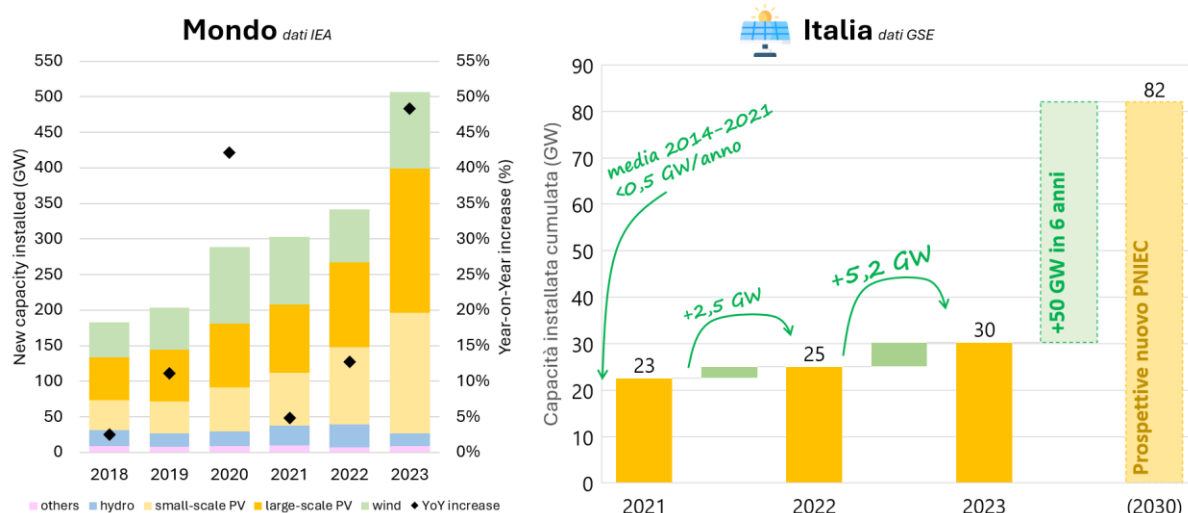
Prefazione	1
Indice	3
Ringraziamenti.....	4
1 Introduzione e motivazione	5
2 Lo status quo: cosa sono le comunità energetiche	7
2.1 Il contesto regolatorio	7
2.1.1 Obiettivi, schemi e principi delle comunità energetiche	7
2.1.2 Il percorso regolatorio italiano.....	8
2.2 Casi studio italiani	12
2.2.1 Gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente (AUC)	12
2.2.2 Comunità di energia rinnovabile	13
2.2.3 Autoconsumatore individuale a distanza	14
2.3 Casi studio europei	15
2.4 Modello virtuale vs fisico: due esperienze internazionali a confronto	19
3 Analisi di impatto delle comunità energetiche: aspetti tecnici, economici e sociali...21	
3.1 Ottimizzazione dei ricavi e algoritmi di gestione distribuita	21
3.2 La redistribuzione degli incentivi: principi e algoritmi.....	23
3.3 Povertà energetica: mapparla per combatterla	25
3.4 La CER guidata dall'azienda: la "soglia del 55%" come protezione e opportunità	27
3.5 Le comunità energetiche e gli impatti sulla rete elettrica	32
4 Le prime esperienze in campo: le università per le comunità energetiche.....36	
4.1 Le CERS a Milano	36
4.2 La CER di	38
5 E per il futuro? Alcune auspicabili evoluzioni del modello della comunità energetica 39	
5.1 Le CER per il dispacciamento elettrico del futuro	39
5.2 Community PPA: integrazione della comunità nei mercati per un futuro rinnovabile .	42
6 Conclusioni.....	45

Ringraziamenti

Questo rapporto si regge su molteplici lavori svolti in autonomia o in collaborazione da tre enti con comprovata esperienza ingegneristica sui temi dell'energia: Politecnico di Milano, Università degli Studi di Trento e Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza (LEAP). Come risulterà chiaro nel corpo del documento, le competenze richieste per parlare di configurazioni per l'autoconsumo diffuso e di comunità dell' energia si estendono oltre le classiche competenze dell'ingegnere elettrico o energetico. C'è stato bisogno di mettersi in gioco, per esplorare anche campi prima non così familiari o scontati. Per questo, ci fa piacere ringraziare i più giovani che hanno collaborato ai lavori nel seguito presentati, che di sicuro hanno spronato tutto il gruppo a porsi in nuove prospettive. Un ringraziamento va quindi in particolare a Cristina Bergonzi, Laura Campagna, Aleksandar Dimovski, Lucio Radaelli, Lorenzo Saguatti, Giulia Taromboli, oltre che a tutto il gruppo allargato che ha lavorato ai modelli, offerto spunti o messo mano al testo. Infine, vogliamo sottolineare che, anche data la poligenesi del testo, esso non sarà esente da refusi. Vogliamo ringraziare quindi voi lettori che vorrete mettercene a parte per una pronta correzione o integrazione. Noterete infine che alcune sezioni non sono ultimate: il mondo delle comunità energetiche è in evoluzione, come anche le attività sul tema. Per questo contiamo al più presto di integrare altre interessanti analisi in una versione 2.0 del documento.

1 Introduzione e motivazione

A livello italiano e globale, gli ultimi tre anni hanno visto un'accelerazione nella direzione di installare e connettere alla rete elettrica nuove risorse rinnovabili. Se nel mondo le fonti possono essere diversificate, in Italia il fotovoltaico è sicuramente la fonte maggiormente in crescita. Il cambio di passo recente è stato netto. Giova ricordare come, dal 2014 al 2020, la media di nuovo installato annuo si aggirava intorno ai 500 MW. Da lì in poi si è vista un'accelerazione, con nel 2021 più di un nuovo GW, circa 2,5 GW aggiunti nel 2022, addirittura più di 5 GW nel 2023. È un passo non ancora sufficiente, ma sempre più vicino ai ritmi richiesti per rispettare i gli obiettivi che gli scenari ci pongono per quanto riguarda l'installato al 2030.



I dati dei primi mesi del 2024 ci dicono che il moto uniformemente accelerato sta proseguendo. Nell'attesa di capire se le recenti decisioni del legislatore saranno più o meno da ostacolo per le nuove installazioni a terra, è indubbio che nel nostro Paese sia sempre stato forte e peculiare il ruolo degli impianti fotovoltaici di piccola taglia. Oltre il 50% della potenza fotovoltaica installata in Italia è su edificio (quindi, di piccola taglia) e verosimilmente così sarà anche per il futuro.

È utile quindi trovare nuovi stimoli per progetti di rinnovabili distribuite e iniziative che coinvolgano i cittadini e le comunità. A ciò si aggiunge la rinvigorita necessità di alleviare il consumatore del peso di bollette energetiche ingenti, che mai come nell'ultimo triennio aumentano il rischio di vulnerabilità economica e povertà energetica.

Le Comunità di Energia Rinnovabile (CER), mutate dalla Direttiva UE conosciuta come REDII e implementate in Italia nel contesto delle Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile (CACER) possono essere una risposta convincente. Le CACER infatti creano i presupposti per progetti di energia verde che nascano dal basso e che distribuiscano benefici economici proprio tra i piccoli consumatori. Tra queste, si fa largo la fattispecie delle CERS, cioè CER Solidali i cui benefici economici potrebbero andare con priorità a ridurre le bollette di utenti fragili.

Certo, nuove rinnovabili distribuite possono significare un costo ulteriore per la gestione della rete elettrica. Le CACER, a ben pensare, sono proprio uno degli strumenti messi in campo per un uso razionale della rete elettrica: incentivano a produrre e consumare energia rinnovabile nella

stessa porzione di tempo e di spazio, riducendo il peso e i transiti sulla rete elettrica (cosa di cui non si occupava, ad esempio, lo Scambio Sul Posto). In ogni caso, verificare con calcoli e modelli l'impatto delle CACER sulla rete è qualcosa da cui non si può prescindere. Questo è fondamentale anche in chiave futura, per progettare un sistema elettrico che non solo non veda le risorse energetiche distribuite come un peso ma, se possibile, le accetti anche come fornitori di flessibilità utili al dispacciamento.

Insomma, c'è un ruolo per tutti nel sistema elettrico del futuro in cui, sperabilmente, le CACER avranno un loro peso e diffusione. Le università stesse sono interessate a promuovere buone pratiche energetiche: proprio il Politecnico di Milano sta progettando CER Solidali che coinvolgono il fotovoltaico installato sui propri campus milanesi.

A partire da tutte le suggestioni di cui sopra, il testo redatto da Politecnico di Milano, Università degli Studi di Trento e Laboratorio Energia e Ambiente Piacenza mira quindi a fornire un'analisi critica di questa nuova fattispecie regolatoria, evidenziandone pro e contro, studiando opportunità e minacce per i diversi attori, confrontando inoltre la regolazione italiana con le omologhe internazionali.

2 Lo status quo: cosa sono le comunità energetiche

2.1 Il contesto regolatorio

Il Clean Energy Package rappresenta dal 2016 il contesto per una serie di innovazioni regolatorie, normative e strategiche inerenti al panorama energetico dell'Unione Europea. Esso si compone di Direttive che indirizzano le cinque dimensioni dell'energia nell'Unione, cioè la sicurezza energetica, il mercato energetico comune, l'efficienza energetica, la decarbonizzazione dei settori economici e la ricerca. In particolare, promuove i seguenti principi: l'efficienza energetica come primo obiettivo, l'aumento delle fonti energetiche rinnovabili (FER), una migliore governance per il raggiungimento degli obiettivi energetici, più diritti per i consumatori e un mercato elettrico più efficiente e meglio integrato.

Questi principi generali vengono poi meglio definiti in direttive e regolamenti che propongono più nello specifico degli obiettivi e le metodologie per raggiungerli.

2.1.1 Obiettivi, schemi e principi delle comunità energetiche

Nel contesto del Clean Energy Package, le comunità energetiche rispondono agli obiettivi di aumentare le rinnovabili e i diritti dei consumatori. Infatti, l'intento è quello di promuovere presso i piccoli utenti la possibilità di intraprendere progetti di autoconsumo rinnovabile e stimolare l'installazione di impianti FER tramite incentivi e nuove modalità di condivisione dell'energia. Non è sempre garantita, purtroppo, l'accettazione pubblica dei progetti rinnovabili. Ad esempio, gli impianti rinnovabili a terra trovano spesso opposizioni da parte delle comunità locali. Tuttavia, data la loro importanza, si ritiene di sviluppare meccanismi per coinvolgere gli utenti nello sviluppo di questi progetti e nei benefici economici (oltre a quelli ambientali) ai fini di aumentare la consapevolezza verso le nuove energie e ridurre le opposizioni. Queste iniziative diventano poi anche strumento di partecipazione al mercato per i piccoli utenti e gli utenti domestici. Non ultimo, la possibilità di fornire energia a un prezzo accettabile anche presso utenti economicamente vulnerabili le rende un potenziale dispositivo di grande efficacia per combattere la povertà energetica.

I principi su cui si basano le configurazioni di autoconsumo diffuso, tra cui le comunità energetiche sono ricomprese, si rifanno a due direttive UE.

- La Direttiva Rinnovabili o REDII (2018/2001) ha definito lo schema degli autoconsumatori rinnovabili che agiscono collettivamente e delle comunità di energia rinnovabile (Renewable Energy Communities).
- La Direttiva Mercati o IEM (2019/943) ha definito lo schema dei clienti attivi che agiscono collettivamente e delle comunità di energia dei cittadini (Citizen Energy Community).

I principi generali delle due forme comunitarie sono descritti in tabella.

Caratteristica	Renewable Energy Community	Citizen Energy Community
Energia	Sia elettrica, sia termica, solo da fonti rinnovabili	Solo energia elettrica, da tutte le fonti
Partecipanti	Persone fisiche, PMI, autorità ed enti pubblici locali	Aperto a tutte le categorie di partecipanti

Aspetti geografici	I partecipanti devono trovarsi nelle vicinanze degli impianti a fonti rinnovabili della comunità	Non c'è un requisito stringente sulla prossimità dei partecipanti alla configurazione
Controllo/ potere decisionale	Controllate da partecipanti o promotori localizzati nella prossimità degli impianti FER della comunità	Possono avere poteri decisionale i partecipanti o promotori che non siano aziende che svolgano attività commerciali su larga scala e/o per le quali il settore energetico sia l'area primaria di attività economica
Rete di distribuzione	Possono gestire la rete di distribuzione	Possono possedere, acquistare o avere in concessione la rete di distribuzione e gestirla autonomamente
Sbilanciamenti	-	Sono responsabili degli sbilanciamenti

Come ben noto, quanto incluso in direttive UE deve essere poi implementato nelle singole normative nazionali. Per questo motivo, i principi sopra descritti sono inclusi in diverso modo e con diverse tempistiche in specifici provvedimenti di ognuno degli Stati Membri. In questo testo, l'attenzione si concentrerà sul modello delle Renewable Energy Communities.

2.1.2 Il percorso regolatorio italiano

Analizzando l'implementazione italiana della direttiva REDII – che ha portato alla definizione attuale delle Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile (CACER), la cui più nota ma non unica è la Comunità di Energia Rinnovabile (CER) – essa è avvenuta in due fasi principali, riassunte nello schema che evidenzia anche i riferimenti legislativi e normativi.



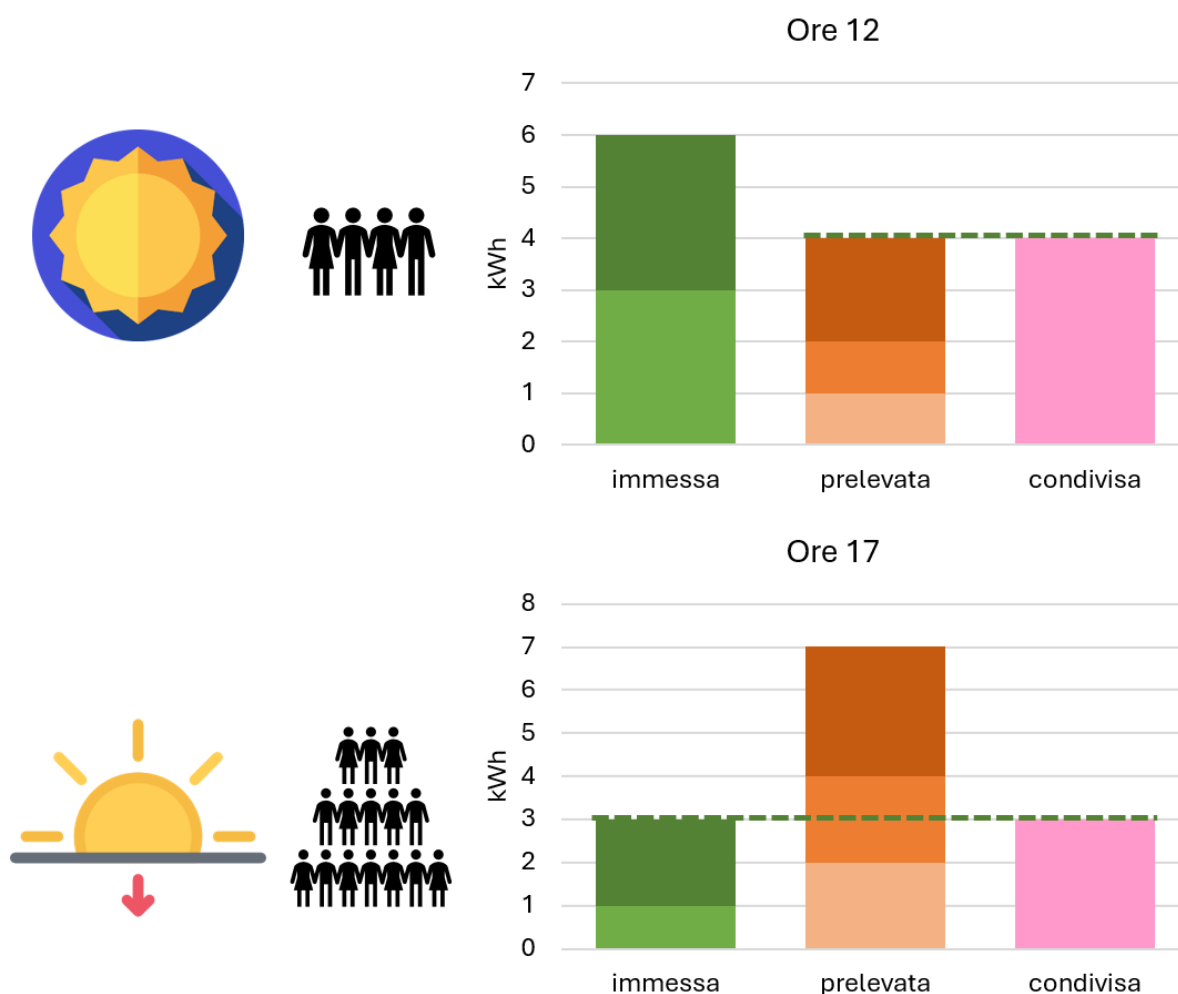
La Fase Pilota

In una prima Fase Pilota, si è avuta una implementazione iniziale della REDII volta a far nascere prime esperienze che testassero in campo le potenzialità e le criticità dello strumento. In questa fase, le CER nate potevano essere diffuse su una porzione molto piccola del territorio, corrispondente all'area servita da una cabina secondaria (CS) di trasformazione da media a bassa tensione. Si tratta di un perimetro pari a un piccolo isolato in città, e ad alcune vie o un quartiere in una zona meno densamente popolata. Anche la taglia di impianti sottesi alla CER era limitata (a 200 kW). L'incentivo legato alle CACER è sulla condivisione di energia. È composto da

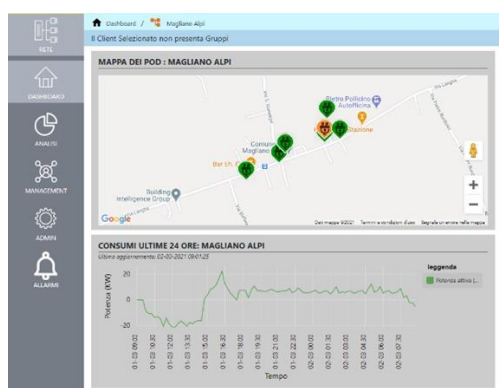
due parti, una valorizzazione dei costi evitati per la rete, stimati dall'ARERA, e un incentivo vero e proprio, definito a livello ministeriale. La stima dell'energia condivisa (E_{cond}) avviene su base oraria, utilizzando la seguente equazione:

$$E_{cond} = \min \left(\sum_i^N E_{prel_i}, \sum_j^M E_{imm_j} \right)$$

dove N è il numero di utenti della CACER, M quello dei produttori, E_{prel_i} è l'energia prelevata dall'utente i, E_{imm_j} è l'energia immessa dal produttore j (per semplicità, si trascura la presenza di prosumer). Risulta quindi chiaro che, dove vi sia eccesso di immissione in rete rispetto ai prelievi, il totale dell'energia prelevata sarà condivisa: a mezzogiorno, nella CACER sotto stilizzata, il sole brilla alto e alimenta i due impianti fotovoltaici, che producono 3 kWh a testa; allo stesso tempo, sono pochi i presenti nelle utenze della comunità (molti sono al lavoro, a scuola o comunque fuori casa), tre utenti prelevano quindi in totale 4 kWh, che vengono virtualmente alimentati dal fotovoltaico della comunità, cioè condivisi. Dove invece siano superiori i prelievi alle immissioni, saranno queste ultime a definire la quantità di energia condivisa. È il caso della stessa CACER, alle ore 17: i sistemi fotovoltaici immettono ancora, ma in misura inferiore, per 3 kWh totali; invece, nelle utenze domestiche della CACER sono presenti ora molte persone e i consumi aumentano, fino ad arrivare a un prelievo di 7 kWh. Solo una parte del prelievo viene soddisfatto dall'immissione, cui è pari la condivisione: 3 kWh.



La fase pilota delle comunità energetiche ha visto nascere circa un centinaio di progetti. Generalmente, essi erano caratterizzati da potenze FER limitate, tra le decine e le (poche) centinaia di kW, ma da grande vivacità e trasversalità di tematiche affrontate. Infatti, le comunità nascenti non erano solamente declinate all'autoconsumo energetico, ma più in generale ad aumentare la consapevolezza dei componenti su temi energetici e ambientali e alla promozione sociale e di solidarietà. I principali promotori di queste esperienze erano infatti Amministrazioni locali e/o fondazioni ed enti di promozione sociale, i quali ad esempio fondevano gli aspetti energetici a quelli di supporto a utenti vulnerabili o di creazione di comunità di persone in contesti che ne potevano beneficiare. Due esempi sotto riportati sono la CER di Magliano Alpi, in Piemonte, tra le prime a vedere la luce, e la CER solidale di Napoli Est. Una panoramica delle esperienze nate è presentata nel Libro Arancio di RSE del 2022¹.



(a) Schermato software CER di Magliano Alpi

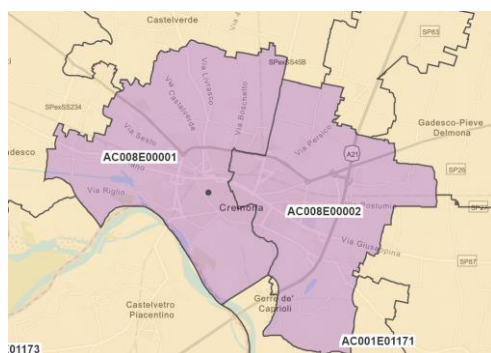


(b) Comunità Energetica e Solidale di Napoli Est

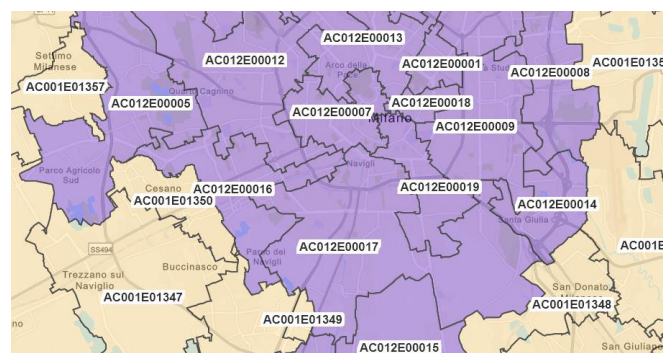
La Trasposizione Finale

Nella trasposizione finale della normativa italiana sulle CACER, l'impianto fondamentale di regole non muta. Cambiano alcuni parametri, tra i quali i seguenti.

- Il perimetro di una CACER, ai fini dell'incentivazione dell'energia, si estende fino alla cabina primaria (CP). Si parla quindi di una più ampia zona rispetto alla fase pilota. Per fare alcuni esempi, vengono riportate le mappe delle aree di CP per due città che ospitano sedi del Polimi: l'area di Cremona – il cui territorio è coperto in gran parte da due CP – e di Milano – su cui insistono circa 15 CP. In aree montuose o meno densamente abitate, una singola CP può coprire anche svariate municipalità, fino a 10-15.



(a) Area di Cremona



(b) Area di Milano

¹ Orange Book 2022: Le Comunità Energetiche in Italia, <https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2022/02/OrangeBook-22-Le-Comunita-Energetiche-in-Italia-DEF.pdf>

È importante sottolineare come l'area di CP sia rilevante per l'incentivazione dell'energia condivisa. Tuttavia, una comunità energetica può avere un perimetro grande fino alla zona di mercato elettrico per quanto riguarda la localizzazione dei componenti: questo è in particolare utile ai fini dello sviluppo del soggetto giuridico, magari per abbattere i costi della creazione di una sola associazione con più configurazioni al suo interno. Ogni configurazione afferente alla singola CER riceverà comunque incentivi per la sola energia condivisa nel territorio sotteso alla CP.

- La taglia del singolo impianto di produzione FER deve essere pari o inferiore a 1 MW. Si ha anche in questo caso un incremento rispetto alla fase pilota. Per singolo impianto, si intendono tutti gli impianti FER collocati sotto un singolo punto di connessione.

Considerando il dettaglio della normativa italiana, a seconda del perimetro e del numero di utenti, si hanno tre differenti Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER) principali.

- Il gruppo di autoconsumatori collettivi (AUC) coinvolge **molti utenti** tutti localizzati nello **stesso edificio**.
- La Comunità di Energia Rinnovabile (CER) è la configurazione possibile nel caso di **molti utenti** siti nella **stessa porzione di rete elettrica**.
- L'autoconsumatore individuale a distanza è **un singolo utente** che desideri condividere energia tra **diversi punti di connessione tutti a lui afferenti siti nella stessa porzione di rete (CP)**, ad esempio un'utenza di consumo e una di produzione rinnovabile.

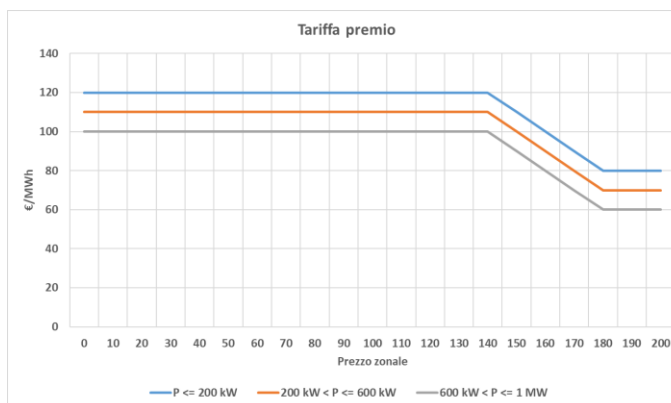
La trasposizione finale ha anche avuto il compito di specificare la remunerazione applicata al flusso di energia condivisa. Ad esso, sono applicati due flussi economici.

- C'è una **valorizzazione** dell'energia condivisa, definita dall'**ARERA** sulla base dei costi di rete evitati grazie alla condivisione locale. L'energia condivisa è infatti energia che non deve percorrere lunghe distanze sulla rete prima di essere consumata, come invece avrebbe fatto nel caso di un eccesso di prelievo o di immissione.
- C'è poi un'**incentivazione** dell'energia condivisa, stabilita dal **MASE** e che si aggiunge alla sua valorizzazione.

Questi flussi non si sostituiscono, bensì si aggiungono ai ricavi per l'immissione di energia in rete, direttamente a mercato o tramite ritiro dedicato (RID).

Mentre la valorizzazione ARERA è costante, l'incentivo del MASE (tariffa incentivante premio o TIP) ha un cap e un floor, e all'interno di questo intervallo presenta una proporzionalità inversa al prezzo zonale di mercato. Inoltre, l'incentivo è un po' più alto per impianti piccoli. Infine, esiste un piccolo premio addizionale in caso l'impianto sia localizzato al centro (+4€/MWh) o al nord (+10€/MWh). Gli obiettivi di un'incentivazione così proposta sono di

- bilanciare eventualmente una riduzione dei ricavi da immissione dovuta a un prezzo zonale più basso, tramite un incentivo più alto;
- bilanciare i costi di capitale (capex) più elevati di un impianto di taglia più piccola con un incentivo più corposo;
- bilanciare la minor produzione di energia a parità di taglia (i.e., minori ore equivalenti) di un impianto sito al centro o al nord.



Potenza nominale kW	Tariffa massima totale impianti PV		
	Sud	Centro	Nord
P ≤ 200	120 €	124 €	130 €
200 < P ≤ 600	110 €	114 €	120 €
P > 600	100 €	104 €	110 €

2.2 Casi studio italiani

Si propone nel seguito un'analisi tecnico-economica di prima istanza delle tre tipologie di configurazione precedentemente introdotte.

2.2.1 Gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente (AUC)

Nel caso di molti utenti siti nello stesso edificio, l'esempio classico è quello dei condomini in un condominio. L'AUC può essere fondato anche a partire da una semplice delibera dell'assemblea di condominio, limitando quindi le lungaggini e le pratiche necessarie. Nel caso in esame, si parla di 18 utenti domestici interessati a partecipare. Essi decidono di installare un impianto fotovoltaico da 20 kW sotteso al contatore condominiale, quello relativo alle utenze comuni come ascensore, cancello elettrico, illuminazione delle parti comuni. Il costo di investimento è di 30mila euro. La quota di autoconsumo sotto il POD condominiale è limitata (pari al 10%), poiché sono limitati i consumi e concentrati negli orari serali. Tuttavia, una rilevante parte dell'energia immessa in rete è contemporaneamente prelevata da altri utenti della configurazione, tanto che, da simulazioni, risulta una condivisione del 53% dell'energia immessa.

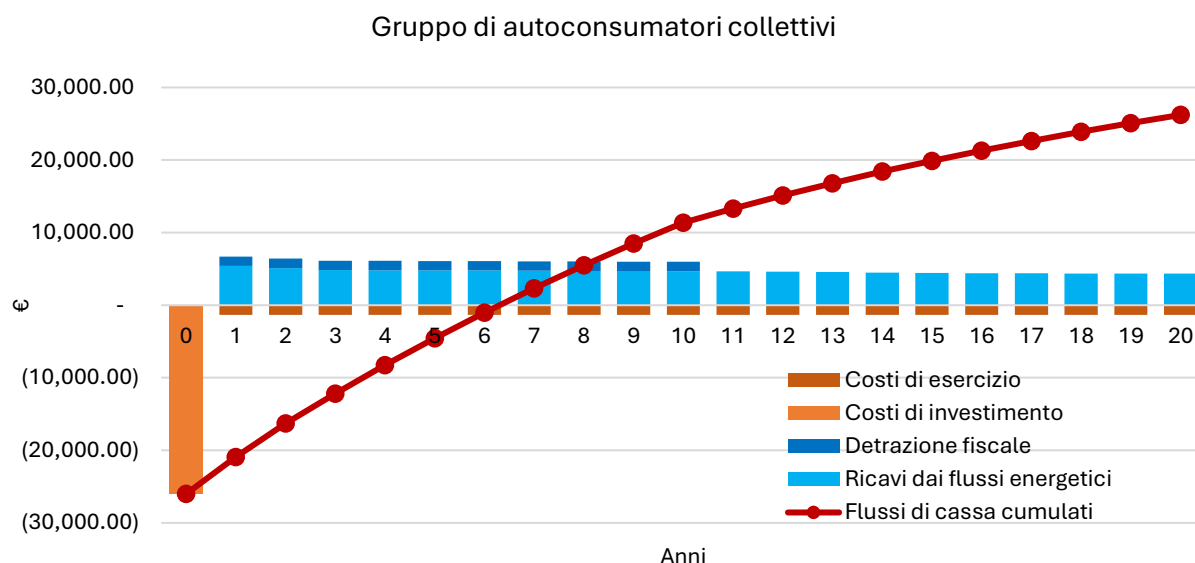
	Numero	Consumi (kWh)	Energia condivisa (kWh)	Energia autoconsumata (kWh)
Utenze domestiche	18	39366	11263 (53% immessa)	-
Utenze condominiali	1	25000	-	2500

Considerando i vari flussi di cassa della configurazione, cioè

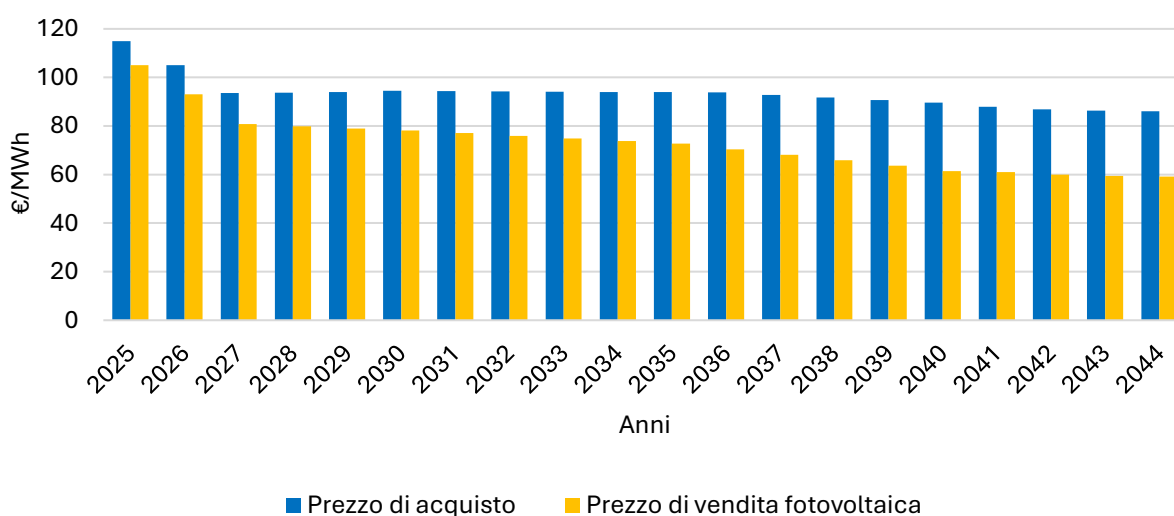
- i costi evitati grazie all'autoconsumo fisico presso l'utenza elettrica condominiale,
- i ricavi dalla vendita dell'energia immessa in regime di RID,
- la valorizzazione e l'incentivazione dell'energia condivisa

si perviene a un risparmio sui 20 anni di circa il 44% della quota variabile della bolletta elettrica, data dalla somma della componente energia, degli oneri generali di sistema, dei costi di rete e delle tasse e accise espresse in €/kWh. Considerando anche una detrazione fiscale tipo ecobonus del 50% sui costi di investimento recuperata in 10 anni, il risultato economico globale vede un tempo di ritorno dell'investimento tra i 6 e 7 anni e un valore attuale netto alla fine dei 20 anni positivo, pari a circa 26.200 euro. Ciò al netto di avere considerato anche alcuni costi di esercizio della configurazione (stimati in 70 euro per partecipante) inclusivi di quelli

dell'impianto fotovoltaico (stimati in 30 euro per kW installato). Il tasso di sconto considerato per i flussi di cassa attualizzati e cumulati è il 5%, per tutti i casi.



Per una migliore accuratezza dell'analisi sui 20 anni, si sono utilizzati dei modelli per stimare il prezzo di acquisto e il prezzo di immissione, ossia il prezzo catturato dal fotovoltaico negli orari di immissione in rete. Come si vede, con l'aumentare auspicato delle installazioni, il prezzo di mercato nelle ore centrali della giornata diminuisce.



2.2.2 Comunità di energia rinnovabile

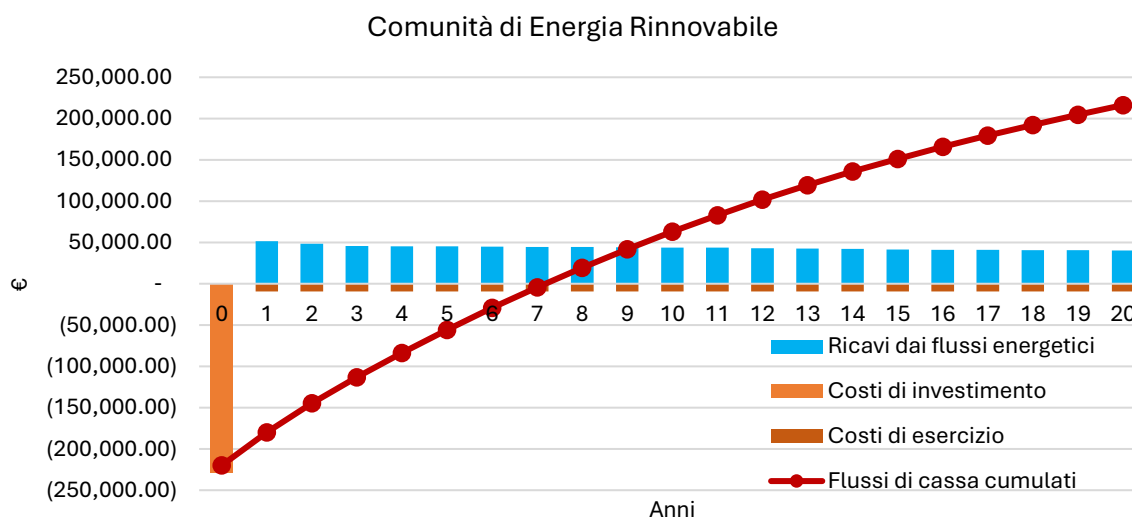
In caso di un gruppo più ampio di persone, ad esempio composto da vari concittadini, da esercizi commerciali e magari da edifici della pubblica amministrazione, si può optare per una CER. È certamente un costrutto più complesso, che richiede una forma giuridica autonoma, con uno statuto e possibilmente un regolamento. Varie sono le possibili forme giuridiche, tra cui l'associazione, la fondazione, la società cooperativa. La CER può essere o meno riconosciuta poi come Ente del Terzo Settore (ETS). Lo statuto deve contenere le indicazioni sulla forma giuridica e sulle modalità di gestione della CER, nonché sulla destinazione ed eventuale ripartizione dei benefici economici tra i componenti. Ad esempio, lo statuto potrebbe prevedere l'esistenza di un comitato direttivo che decida quali siano i progetti con finalità ambientale e

sociale in cui la CER reinveste i benefici economici della condivisione di energia. Oppure, potrebbe essere già definito nello statuto che i benefici vengono ripartiti equamente tra i componenti. In caso di un algoritmo complesso per la ripartizione dei benefici, ad esempio proporzionalmente alla stima dell'energia condivisa da parte di ogni componente, è bene che questo sia dettagliato nel regolamento, proprio per evitare poi elementi di incertezza durante la vita della CER.

La CER di cui si propongono i calcoli energetici ed economici installa 200 kW di fotovoltaico ed è composta da 180 utenti, in prevalenza domestici, ma anche alcuni uffici, negozi ed utenze condominiali. Grazie a questa "biodiversità" della CER, si raggiunge un più elevato livello di condivisione: il 58% dell'energia immessa. In aggiunta, si hanno anche delle economie di scala, ad esempio sui capex del fotovoltaico pari a 1100 €/kW, sui costi di gestione della CER comprensivi degli OPEX dell'impianto pari a 50 euro a persona. Si considera che la CER non beneficia dell'ecobonus.

	Numero	Consumi (kWh)	Energia condivisa (kWh)	Energia autoconsumata (kWh)
Utenze domestiche	170	371.790	130.500 (58% immessa)	-
Uffici	5	10.935		
Negozi	5	10.935		
Utenze condominiali	5	25.000	-	12.500

Il risultato economico è comunque positivo, con un rientro in 7-8 anni e un valore attuale netto alla fine dei 20 anni di 215mila euro circa.



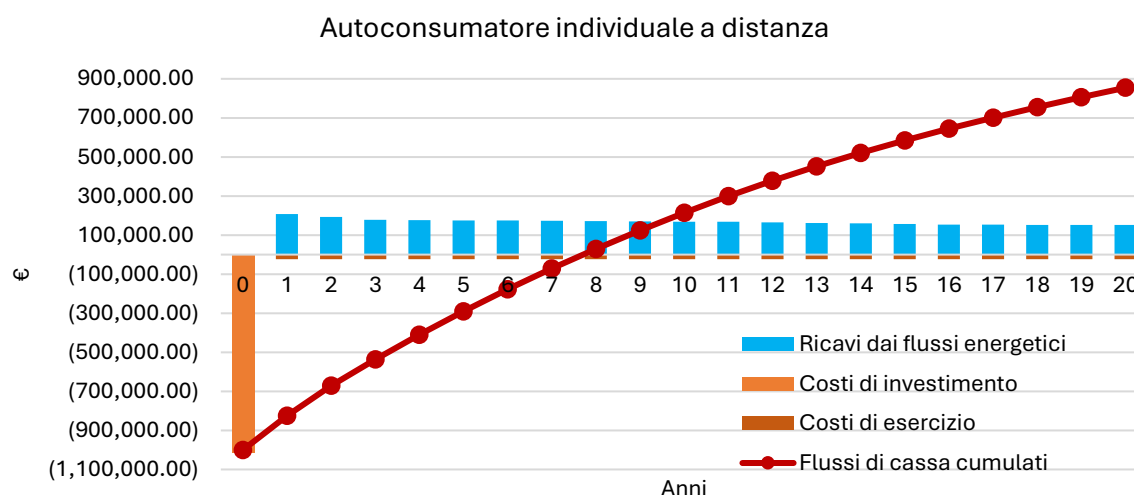
2.2.3 Autoconsumatore individuale a distanza

Per ultimo, si analizza un caso peculiare, con un singolo utente che sia gestore di almeno due utenze distinte, ma localizzate nella stessa area di cabina primaria. Questo utente potrà condividere energia tra un'utenza e un'altra, senza il bisogno di una linea elettrica che le congiunga. Come nei casi precedenti, pagherà comunque la bolletta, riceverà comunque il ricavato per l'immissione di energia, ma anche in aggiunta l'incentivo sull'energia condivisa. Ad

esempio, si propone il caso di una PMI interessata a soddisfare parte dei propri consumi elettrici industriali tramite un impianto fotovoltaico da 1 MW a terra localizzato nei pressi, ma non esattamente nello stesso sito dell'azienda. In questo caso, i consumi dell'azienda sono più ampi rispetto alla produzione fotovoltaica e concentrati nelle ore diurne. Di conseguenza, la quantità di energia condivisa (ossia di autoconsumo a distanza) è molto elevata, pari al 78% dell'energia immessa.

	Numero	Consumi (kWh)	Energia condivisa (kWh)	Energia autoconsumata (kWh)
Utenza aziendale	1	3.000.000	926.250 (78% immessa)	-

La quota di incentivazione per l'energia condivisa è molto elevata. Tuttavia, da normativa, gli incentivi di una CACER possono essere destinati a un'impresa solo per la quota relativa al massimo al 55% dell'energia immessa. In caso di condivisione superiore al 55%, la restante parte deve essere distribuita ad altre tipologie di utenza, quali ad esempio utenti domestici oppure utenze legate alla pubblica amministrazione. Per questo motivo, nonostante l'incremento di energia condivisa e le ulteriori economie di scala, il rientro dell'investimento è comunque previsto in circa 8 anni.



Il tema legato alla soglia del 55% verrà approfonditamente trattato nel paragrafo 3.4. Risulta già chiaro che ci sia posto, nel modello di business del consumatore industriale, per il coinvolgimento di altre utenze in una CER, dove un possibile buon rientro di immagine e di presenza sul territorio possa essere ottenuto a fronte di un limitato (o nullo) ridimensionamento dei benefici economici.

Una piattaforma in aggiornamento che colleziona i progetti sulle CER in Italia è RiCER⁴.

2.3 Casi studio europei

A livello UE, i vari Stati Membri stanno implementando il modello CER in maniera differenziata, come d'altronde ammesso dalla Direttiva REDII. In particolare, l'Italia propone un modello con un incentivo premio sull'energia condivisa tra i vari componenti della CER. L'energia condivisa

⁴ Ricerca nazionale sulle Comunità Energetiche Rinnovabili: <https://esg.nexteconomia.org/cer/>

viene stimata dall'impresa distributrice, che rimane il gestore della rete e dei contatori (modello virtuale). Portogallo e Spagna prevedono sì la condivisione, ma peer-to-peer a un prezzo conveniente, cioè direttamente tra un componente e l'altro. Attuano infatti un modello fisico, dove la CER può anche essere titolare della gestione della rete e della misura dei flussi. Germania e Paesi Bassi prevedono un modello in cui si incentiva l'immissione in rete, senza prevedere incentivi sulla condivisione e nemmeno il concetto di energia condivisa. In Germania, vi è anche un modello alternativo che prevede l'autoconsumo all'interno di uno stesso edificio (ci si riferisce cioè allo schema del gruppo di autoconsumatori che agiscono collettivamente): il Tenant Energy Model (TEM). Oltre all'incentivo esplicito, in Italia, Spagna e Portogallo è previsto uno sconto sui costi di rete per l'energia condivisa, mentre il TEM prevede un'esenzione completa. Altre differenze riguardano il perimetro geografico che la comunità può coprire: generalmente, si parla del territorio sotteso a una cabina primaria o secondaria ma, in alcuni casi, si è invece optato per il codice postale o un insieme di codici postali (Germania, Paesi Bassi). La massima taglia di ogni impianto FER sotteso alla comunità è di 1 MW in Germania e Italia, di un numero proporzionale ai partecipanti nei Paesi Bassi, o non limitata nella penisola iberica.

Come si nota, vi è una diversa impostazione tra Paesi mediterranei e Paesi mitteleuropei, dovuta anche a motivazioni storiche. Nell'Europa centrale, il modello di comunità energetica è già diffuso da tempo a prescindere dalla legislazione UE. Per questo, gli schemi proposti sono più semplici ma prevedono un'incentivazione inferiore. Italia, Portogallo e Spagna, pur con differenze tra la prima e le altre, prevedono schemi più complessi, utili alla migliore compatibilità con la rete elettrica e con livelli di incentivazione generalmente più elevati.

	Italia	Portogallo	Spagna	Germania		Paesi Bassi
				Full feed-in	Tenant Energy Model	
Modello di integrazione in rete	Virtuale	Fisico	Fisico	Virtuale	Fisico	Virtuale
Perimetro	Cabina primaria	BT – 2km o cabina secondaria MT – 4km o cabina primaria	Dipende dal n. abitanti nel Comune	Raggio di 50 km dall'impianto FER (fa fede codice postale)	Stesso edificio	Area costituita dai codici postali adiacenti ("postcode-rose")
Schema di incentivazione	Tariffa premio (TIP) su energia condivisa	Prezzo conveniente per condivisione peer-to-peer	Prezzo conveniente per condivisione peer-to-peer	Premium su energia immessa in rete	Sconto sull'energia prelevata per i componenti + vantaggio su condivisione per il gestore	Incentivo sull'energia immessa fino a una quota massima proporzionale al n. componenti della comunità
Unità di tempo per la condivisione	1 ora	15 minuti	1 ora	N/A	1 ora	N/A
Sconto/ esenzione costi di rete	Valorizzazione energia condivisa pari ai costi di trasmissione	Tariffa di accesso scontata per l'energia condivisa	Tariffa di accesso scontata per l'energia condivisa	-	Esenzione sull'energia condivisa	-
Potenza nominale massima impianto FER	1 MW	-	-	1 MW		5 kW per componente, fino a 100 kW

Volendo proporre un'analisi comparativa dei diversi modelli di comunità di energia rinnovabile dal punto di vista dei benefici per il sistema Paese, lo si può fare considerando due caratteristiche principali degli schemi incentivanti.

- L'efficacia dello schema viene misurata in generale in base ai risultati (economici o di altro tipo) che lo schema riesce a generare. Ad esempio, uno schema è più efficace se genera un tasso interno di ritorno (TIR o IRR) dell'investimento più elevato.
- L'efficienza dello schema si può misurare come la quantità di flussi economici generati dal settore in seguito agli investimenti stimolati dall'incentivo divisi per le spese pubbliche dirette che l'incentivo ha causato. Questa sorta di moltiplicatore Keynesiano, quando elevato, indica che uno schema ha dato stimolo a un mercato ben più ampio rispetto al denaro investito dalla mano pubblica.

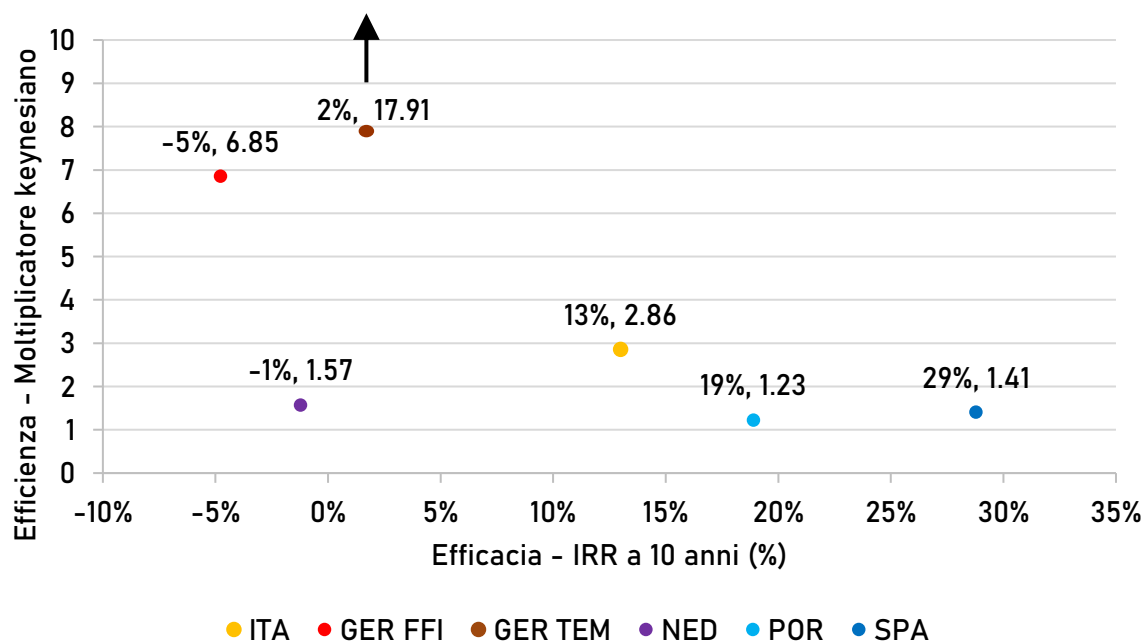
In generale, uno schema incentivante dovrebbe offrire un buon compromesso di efficacia ed efficienza. In caso la prima sia limitata, pochi investitori parteciperanno al mercato. In caso sia

limitata la seconda, ciò indica che molti investitori saranno potenzialmente interessati, ma lo Stato avrà ingenti costi per raggiungere i benefici per il settore.

Il grafico mette in relazione efficienza ed efficacia degli schemi internazionali già proposti. Per ottenere il risultato, si è ipotizzato un caso studio comune, applicabile in tutti i contesti, in particolare relativo ad alcune utenze elettriche domestiche, utenze ufficio, utenze commerciali (negozi) e un POD delle utenze elettriche comuni di un condominio. Si riportano i dati in tabella. Come si nota, l'impianto FER è un fotovoltaico alternativamente installato presso l'utenza condominiale (negli schemi in cui sia previsto autoconsumo) o in un punto di connessione dedicato (ove sia richiesta una connessione di pura immissione in rete). La capacità fotovoltaica è dimensionata per fornire un rapporto tra produzione e consumi della configurazione intorno al 50%.

Tipo di utenza	Numero di utenze	Potenza contrattuale in prelievo (kW)	Capacità FV installata (kW)
Domestica, 3 persone	5	3	-
Domestica, 4 persone	5	3	-
Domestica, 5 persone	5	4.5	-
Ufficio	2	10	-
Negozio	2	10	-
Servizi condominiali	1	10	100 (0 per Germania FFI e Paesi Bassi)
Punto di immissione (pure feed-in)	0 (1 per Germania FFI e Paesi Bassi)		- (100 per Germania FFI e Paesi Bassi)

Considerando i costi dello schema incentivante e i benefici economici per la configurazione di autoconsumo, si sono stimati l'IRR ai 10 anni e il moltiplicatore keynesiano nei vari Paesi analizzati, come indici rispettivamente di efficacia ed efficienza dello schema incentivante. Si ottengono risultati molto variegati. Gli schemi di autoconsumo diffuso proposti nei Paesi del centro Europa dimostrano generalmente efficacia molto limitata, con IRR prossimi allo zero o negativi. Per contro, gli IRR delle configurazioni nei Paesi mediterranei risultano molto allettanti, ma richiedono elevati costi pubblici per unità di beneficio.

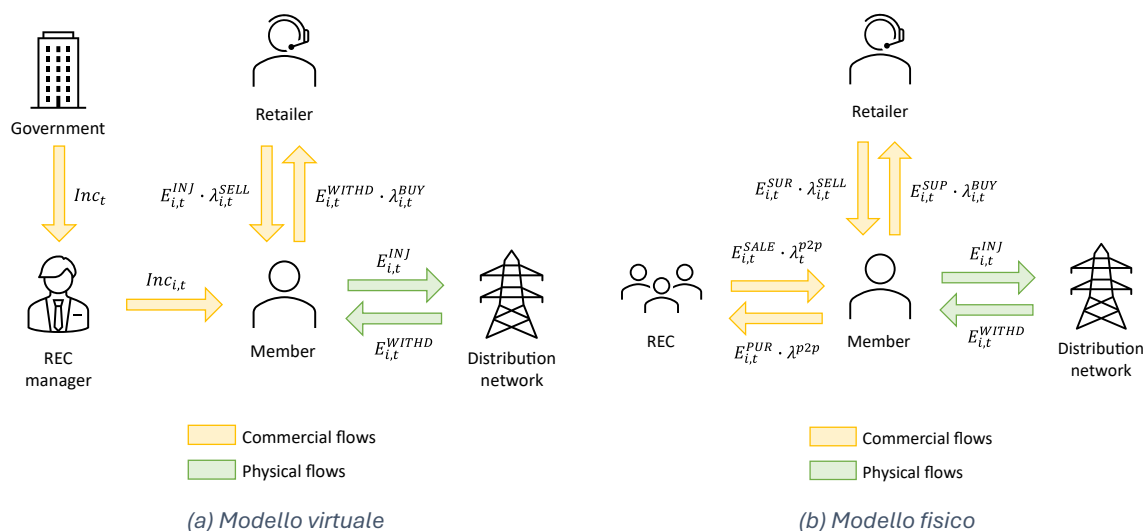


Lo schema italiano mostra un buon compromesso tra efficienza ed efficacia, con IRR superiore al 10% ai 10 anni (coerentemente con quanto visto nel paragrafo 2.2.1 per il gruppo di autoconsumatori collettivi), e un moltiplicatore vicino a 3. Significa che per un euro di denaro pubblico, gli investimenti stimolati ne convogliano verso la configurazione 3, provenienti sia da incentivo, sia dal mercato elettrico, sia da costi evitati in bolletta. Si tratta quindi non totalmente di flussi economici generati, ma anche di riduzioni di costo concentrate presso un'utenza che partecipa a iniziative che si vogliono privilegiare, come quelle dal basso per la generazione verde di piccola taglia. Come dimostrano i numeri, questo tipo di iniziative non sono invece ugualmente favorite in, ad esempio, Germania e Paesi Bassi. In effetti, bisogna ricordare che in Italia, in maniera peculiare, gli impianti su edificio rappresentano più del 70% della potenza fotovoltaica installata. Non è così in altri Paesi, dove gli impianti a terra sono preponderanti anche per favorire economie di scala.

2.4 Modello virtuale vs fisico: due esperienze internazionali a confronto

Nel contesto legislativo Europeo in tema CER è quindi possibile identificare due principali modelli di condivisione dell'energia:

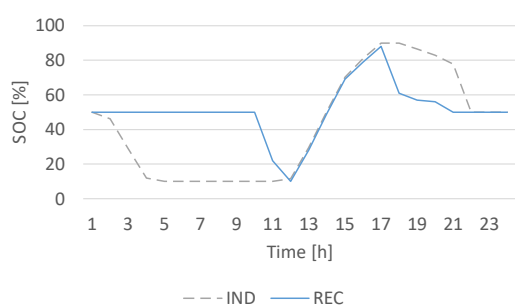
- **Modello virtuale** → I membri della CER non riscontrano un beneficio economico direttamente in bolletta poiché essa contabilizza tutta l'energia fisicamente assorbita e immessa dal loro punto di connessione, indipendentemente dal fatto che questa provenga dalla rete o da altri membri. Il beneficio è rappresentato da un incentivo che viene affidato alla CER e può essere distribuito tra i suoi membri.
- **Modello fisico** → I membri della CER riscontrano un beneficio economico direttamente in bolletta poiché essa contabilizza l'energia assorbita e immessa, ridotta di quella commercializzata all'interno della comunità. Quest'energia infatti viene valorizzata ad un prezzo interno, diverso da quello della bolletta.



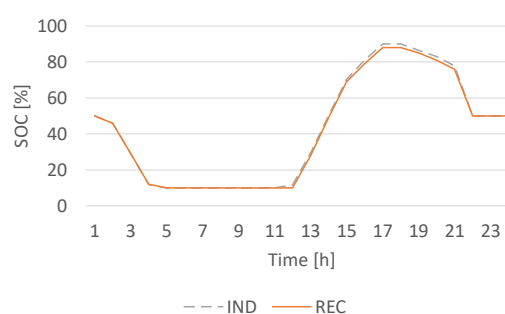
Come è possibile immaginare, i due modelli determinano condizioni di funzionamento diverse quando applicati su una stessa comunità.

- Da ricerche svolte internamente, è emerso che il modello fisico risulta particolarmente sensibile alle tariffe di acquisto e vendita dell'energia degli utenti, in quanto il prezzo interno è generalmente collocato tra queste variabili, affinché la commercializzazione tra membri risulti vantaggiosa non solo per chi acquista, ma anche per chi vende.
- Il modello virtuale invece risulta solo parzialmente influenzato da queste variabili poiché basato principalmente su un incentivo esterno che, se sufficientemente elevato rispetto alle tariffe degli utenti, permette una gestione ottima della comunità.

Per evidenziare le differenze, la figura seguente rappresenta il profilo di carica e scarica giornaliero di una batteria inserita all'interno di una CER. I profili sono ottimizzati per minimizzare i costi energetici dell'intera CER, gestita prima con un modello di condivisione virtuale (parte (a), a sinistra in figura), poi con un modello fisico (parte (b), a destra in figura). Ognuno dei due profili viene confrontato con il profilo della batteria ottimizzato per favorire l'autoconsumo fisico *behind-the-meter*, ovvero quello che riduce i costi energetici direttamente in bolletta del singolo utente che gestisce la batteria. Come è possibile notare, i due profili di funzionamento non sono uguali, rendendo evidente l'influenza del modello di condivisione sulla gestione della CER. Nonostante nel modello virtuale l'autoconsumo fisico venga fortemente limitato a favore dell'autoconsumo virtuale in comunità, a differenza del profilo di funzionamento ottenuto con il modello fisico in cui questo non accade, questo non è indice di un miglior funzionamento del modello di condivisione, bensì una risposta più favorevole a determinate condizioni di partenza, come illustrato in precedenza.



(a) Modello virtuale



(b) Modello fisico

3 Analisi di impatto delle comunità energetiche: aspetti tecnici, economici e sociali

Si approfondiscono ora alcuni aspetti economici, tecnici e sociali legati alle comunità energetiche, meglio dettagliando i benefici economici di iniziative di autoconsumo diffuso. Lo schema italiano prevede tre principali flussi economici, che vengono meglio evidenziati in tabella. Come si può notare, i ricavi gestiti direttamente dalla CER sono quelli legati alla condivisione di energia. In configurazioni in cui gli impianti siano collettivamente finanziati, anche gli altri benefici economici potrebbero essere condivisi con i partecipanti. I possibili utilizzi dei ricavi possono essere i più diversi a seconda della natura della comunità: si va da una suddivisione proporzionale per la riduzione delle bollette dei partecipanti, fino alla creazione di un fondo comune con cui finanziare progetti di sostenibilità.

	Descrizione	Valore (€/kWh)	Stima dei volumi (% dell'energia prodotta)	Destinatario
Energia autoconsumata direttamente	Costi evitati in bolletta	0,20 – 0,30	30-60% per autoconsumo domestico, valori più elevati per autoconsumo industriale/uffici	Riduce la bolletta del prosumer
Energia immessa	Prezzo zonale, sistema del ritiro dedicato (RID)	0,06 – 0,15	100% in caso di produttore puro, 100% meno l'autoconsumo negli altri casi	Direttamente al produttore/prosumer
Energia condivisa	Incentivo MASE + Valorizzazione ARERA	0,07 – 0,13 + 0,01	40-80%, più elevato in caso di configurazione con più alto numero di utenti	Alla CER

3.1 Ottimizzazione dei ricavi e algoritmi di gestione distribuita

L'eventuale presenza di asset flessibili (e.g., carichi spostabili/modulabili, sistemi di accumulo, ecc.) offre alla CER la possibilità di ottimizzare la strategia di gestione in grado di minimizzare i costi di approvvigionamento energetico, o, da un diverso punto di vista, di massimizzare i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia e/o dall'ottenimento degli incentivi previsti per l'energia condivisa. Tuttavia, se ciascun membro della comunità ottimizza la gestione dei propri asset senza coordinarsi con gli altri, non è garantito che i ricavi *globali* della comunità siano massimizzati (l'ottimo del singolo potrebbe non coincidere con l'ottimo della comunità). È possibile calcolare l'ottimo globale risolvendo, appunto, un problema di ottimizzazione di comunità, in cui la funzione obiettivo è data dalla somma dei costi di approvvigionamento energetico di ciascun membro e dei ricavi derivanti dall'incentivo previsto per l'energia

condivisa. In tal modo, l'energia condivisa risulta essere un legame che collega tutti i membri e permette loro di coordinarsi e modificare la propria strategia di gestione in modo da migliorare i benefici economici per l'intera comunità (la qual cosa solleva il problema di una loro equa ed efficace redistribuzione).

Si riporta, a titolo di esempio, il risultato della simulazione di una comunità energetica che coinvolge 78 POD, di cui 72 afferenti a utenze del tipo “consumatori puri” per le quali si è ipotizzata la possibilità di deviare dal profilo di domanda, e 6 afferenti a impianti FV dotati di accumulo, montati sui tetti dei condomini della CER (per i quali l'autoconsumo fisico è piuttosto basso e la maggior parte dell'elettricità prodotta viene immessa in rete). L'orizzonte di ottimizzazione è di 24 ore, ed è stata scelta una giornata di primavera in cui la produzione fotovoltaica è alta. Si noti come la bassa percentuale di energia condivisa (35% di quella immessa in rete) nel caso in cui i membri dotati di flessibilità non si coordinino tra di loro è dovuta al fatto che il minimo costo di approvvigionamento per il singolo è ottenuto immettendo l'eccesso di produzione nelle ore in cui il prezzo zonale dell'elettricità è più alto e spostando la domanda quando il prezzo di acquisto è più basso (tipicamente, le fasce 2 e 3 della bolletta). Invece, nel caso in cui i membri si coordinino per immettere e prelevare l'elettricità nelle stesse ore, l'energia condivisa e dunque l'incentivo ricavato dalla CER sono incrementati. In questo modo, ogni membro devia dall'ottimo individuale⁵, ma l'incremento nei costi di approvvigionamento per il singolo viene ampiamente compensato dal minore costo *globale* per la comunità.

	Partecipanti non coordinati	Partecipanti coordinati
Frazione di energia condivisa su quella immessa in rete	35%	100%
Somma dei costi di approvvigionamento dei membri	83,3 €	87,1 € (+4,5%)
Ricavo della CER dovuto all'incentivo	29,2 €	52,3 € (+79%)
Costo complessivo per la CER	54,1 €	34,8 € (-35,7%)

Tuttavia, un singolo problema di ottimizzazione richiederebbe la condivisione, da parte di ciascun membro verso un *Community Manager* (CM), di una serie di informazioni (e.g., profili di produzione, abitudini di consumo, contratti) nonché la cessione, sempre allo stesso CM, del controllo da remoto dei propri asset, la qual cosa rappresenterebbe una potenziale minaccia nei confronti della privacy e dell'autonomia dei membri.

Le tecniche di ottimizzazione distribuita permettono di conciliare il coordinamento di una comunità, alla ricerca di un ottimo globale, con i limiti imposti dalle esigenze di privacy e autonomia dei singoli utenti, ossia con le reali condizioni operative con cui si dovrà misurare un

⁵ <https://doi.org/10.1109/EUROCON56442.2023.10199011>

eventuale EMS comunitario. Tali tecniche si basano sulla scomposizione⁶ del problema globale in un serie di sotto-problemi, i quali, seguendo un approccio collaborativo, basato sullo scambio di un limitato quantitativo di informazioni e grazie alla supervisione da parte di un CM, permette di approssimare la soluzione ottima a livello globale. Fra le varie tecniche disponibili, quella dell'ADMM (Alternating Direction Method of Multipliers) prevede che ciascun agente, nel tentativo di massimizzare i propri benefici economici, sia influenzato anche dal grado di soddisfacimento degli obiettivi della comunità, attraverso l'invio di determinati segnali da parte del CM. Ora, senza entrare nei dettagli matematici del metodo, l'algoritmo di risoluzione del problema distribuito è pensato in modo tale che i segnali forniscano il coordinamento degli agenti verso la soluzione ottima del problema originale non decomposto.

L'applicazione della ADMM al problema della gestione di una CER pone questioni di carattere computazionale, in quanto, per queste tipologie di problemi, la convergenza all'ottimo globale non è garantita, rischiando di arenarsi in ottimi locali, potenzialmente molto lontani dalla soluzione ideale, o addirittura di divergere indefinitamente. Tuttavia, è possibile applicare e/o sviluppare procedure adattive per l'aggiornamento, ad ogni iterazione dell'algoritmo, dei parametri che lo governano, in modo da migliorare le performance computazionali per diverse classi di problemi.

3.2 La redistribuzione degli incentivi: principi e algoritmi

Alcuni studi sviluppati al Politecnico⁷ hanno reperito in letteratura o sviluppato e poi confrontato diversi algoritmi di redistribuzione dei ricavi basati su vari criteri di merito, tra cui i seguenti.

- Il contributo da parte di ogni componente all'investimento iniziale della CER in impianti FER.
- La capacità di ogni componente di incrementare l'energia condivisa dalla CER.
- Eventuali situazioni di vulnerabilità economica di alcuni componenti della CER.

L'ultimo caso in particolare è applicabile a CER solidali che si pongono tra i propri obiettivi la mitigazione della povertà energetica.

⁶ I problemi scomponibili sono tali quando rappresentano un sistema composto da un insieme di agenti, ciascuno con il proprio obiettivi ed i propri vincoli.

⁷ Campagna et al., Renewable energy communities and mitigation of energy poverty: Instruments for policymakers and community managers, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2024.101471>

Nome	Note	Variabili considerate		
		Investimento	Incremento condivisione	Povertà energetica
Shapley value	Usato come riferimento		×	
Metodo proprietari	Basato su denaro investito da ognuno	×		
Metodo proporzionale	Proporzionalmente alla condivisione		×	
Metodo a pacchetti	In base a pacchetti di energia condivisa		×	
Proprietari + Proporzionale	Basato su propriet. e proporzionale	×	×	
Solidale + Proporzionale	Basato su rischio povertà energetica e su proporzionale		×	×
Solidale + Proprietari	Basato su rischio povertà energetica e su proprietari	×		×
Solidale + Proprietari + Proporzionale	Basato su povertà ener., propriet., proporzionale	×	×	×

I diversi algoritmi sviluppati sono poi stati applicati a un caso studio: una comunità energetica sociale che potrebbe essere promossa nel (e dal) Comune di Teglio, in Valtellina. In questa comunità, il Comune è il promotore e si è assunto l'onere dell'investimento degli impianti di produzione, installando su varie coperture circa 190 kW di impianti. Per la natura sociale della comunità, inoltre, esso ha deciso di redistribuire tra i membri della comunità sia i guadagni dovuti dall'incentivo che quelli dall'immissione in rete, trattenendo il beneficio dell'autoconsumo grazie all'installazione degli impianti sui propri edifici. Oltre agli edifici del Comune (due scuole) la comunità è formata da una casa di cura privata, un palazzetto sportivo e 12 utenti domestici di cui 3 considerati a rischio povertà energetica.

I risultati qualitativi della redistribuzione dei ricavi sono presentati in tabella. Le utenze verso cui vengono distribuiti i maggiori ricavi della CER sono identificate dal colore verde, si vira verso il giallo per un ricavo medio, mentre si passa al rosso per identificare un ricavo basso (fino ad arrivare a zero). Si nota come l'algoritmo di riferimento, basato sullo Shapley value, redistribuisca maggiormente verso gli utenti più grandi, caratterizzati tra l'altro da un prelievo diurno e quindi più utili per condividere energia. L'algoritmo basato sugli investimenti redistribuisce solo tra gli edifici pubblici, che hanno finanziato il fotovoltaico (le due scuole, evidenziate in rosso). I metodi proporzionale e a pacchetti rassomigliano alla distribuzione di riferimento, ma dato che non considerano l'autoconsumo fisico valorizzano maggiormente il contributo dei piccoli utenti. Si possono apprezzare poi anche le varie sfumature permesse da algoritmi bilivello e trilivello, basati cioè su una combinazione di variabili. Tra questi, meritano uno sguardo gli algoritmi solidali, che redistribuiscono una parte dei ricavi direttamente alle utenze domestiche vulnerabili (evidenziate in blu). L'algoritmo trilivello, a destra nel diagramma, fornisce un buon compromesso. Esso remunera infatti gli edifici pubblici e quindi garantisce un rientro dell'investimento, ma allo stesso tempo riduce le spese energetiche degli utenti più fragili senza ridurre troppo i benefici degli altri utenti domestici.

	Shapley	Proprietà	Prop.	Pacchetti	Proprietà+ Prop.	Solidale+ Prop.	Solidale+ Proprietà	Sol.+Prop. +Prop.
Coppia1								
Coppia2								
Coppia3								
Coppia4								
Giovani1								
Giovani2								
Famiglia1								
Famiglia2								
Famiglia3								
Famiglia4								
Famiglia5								
Famiglia6								
Scuola1								
Scuola2								
CasaDiRiposo								
CampoSport.								

La varietà di gradazioni della tabella dimostra come, per garantire il successo di un'esperienza CER, sia anche necessario definire le regole degli scambi interni. È infatti una prerogativa dello Statuto della CER la definizione chiara delle finalità dei ricavi. Un documento ulteriore, il Regolamento, potrebbe inoltre dettagliare logiche e algoritmi, in caso di adozione di metodologie complesse e onde dirimere eventuali contestazioni.

3.3 Povertà energetica: mapparla per combatterla

Le CER solidali possono quindi rappresentare uno strumento per mitigare il rischio di povertà energetica. A livello UE, varie direttive e raccomandazioni⁸ indicano la necessità di agire in maniera strutturale su questo tema che si è fatto pressante dal 2021, con i grandi aumenti dei costi energetici. A tal fine, si rendono necessari indicatori per misurare, riconoscere e monitorare il rischio di povertà energetica. Esistono diversi indici utilizzati in letteratura e a livello istituzionale. Essi sono basati su fattori economici misurabili (2M, M/2, Low Income High Cost), su metodologie che prevedono sondaggi (EU statistics on income and living conditions⁹), o su metodi compositi (ad esempio il Composite Energy Poverty Index).

L'importanza di considerare diversi fattori è elevata, in quanto la povertà energetica si rileva maggiormente ove ci siano simultaneamente condizioni di elevate spese generali, bassi stipendi, limitata efficienza energetica e, di conseguenza, più ingenti spese per le bollette. Un'altra necessità è quella di mappare su un vasto territorio il rischio di povertà energetica con dati facilmente reperibili, possibilmente pubblici, e con granularità fitta, così da evidenziare situazioni locali di vulnerabilità.

⁸ Vedi "Commission Recommendation (EU) 2023/2407 of 20 October 2023 on energy poverty", e le prescrizioni dell'EU Energy Poverty Advisory Hub

⁹ EU-SILC, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/microdata/european-union-statistics-on-income-and-living-conditions>

Uno studio di Politecnico di Milano¹⁰ ha permesso di mappare sull'intero territorio nazionale, con granularità Comunale, le seguenti grandezze.

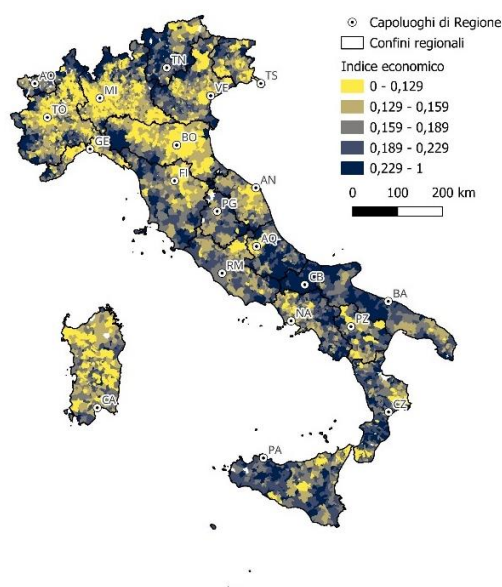
- Un indice economico (k_{econ}) che restituisce un valore per ogni Comune in base alla simultanea presenza di bassi redditi ed elevate spese per beni durevoli (approccio LIHC: low income high cost), a partire da dati IRPEF, e da osservatori pubblici sui consumi.

$$k_{econ_i} = \frac{n^{\circ} \text{ contribuenti con redditi sotto soglia nel Comune } i * \text{spese beni durevoli nel Comune } i}{\text{reddito medio dei contribuenti con redditi sotto soglia nel Comune } i}$$

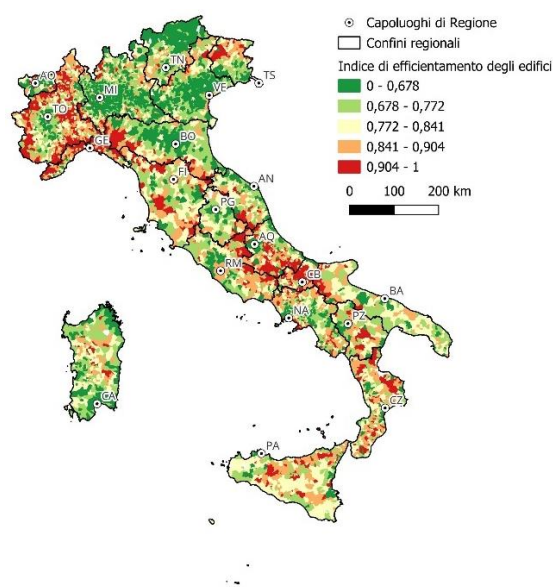
- Un indice energetico (k_{ener}) che restituisce un valore per ogni Comune in base alla presenza di immobili con bassa prestazione energetica (PE) rispetto alla zona climatica in cui il Comune si situa, così che l'indice fornisca un dato sulla spesa energetica attesa per consumi termici.

$$k_{ener_i} = n^{\circ} \text{ edifici costruiti prima del 1990 nel Comune } i * \frac{\text{PE propria degli edifici costruiti prima del 1990 nel Comune } i}{\text{PE di riferimento per la zona climatica ove si situa il Comune } i}$$

Entrambi gli indici puntano a identificare a livello locale le code più svantaggiate delle distribuzioni di condizioni economiche ed efficienza energetica, così da non restituire una statistica appiattita dal valore medio. Tutti gli indici propongono un valore più alto per un più elevato rischio.



(a) Indice bassi redditi/alti costi



(b) Indice prestazioni energetiche

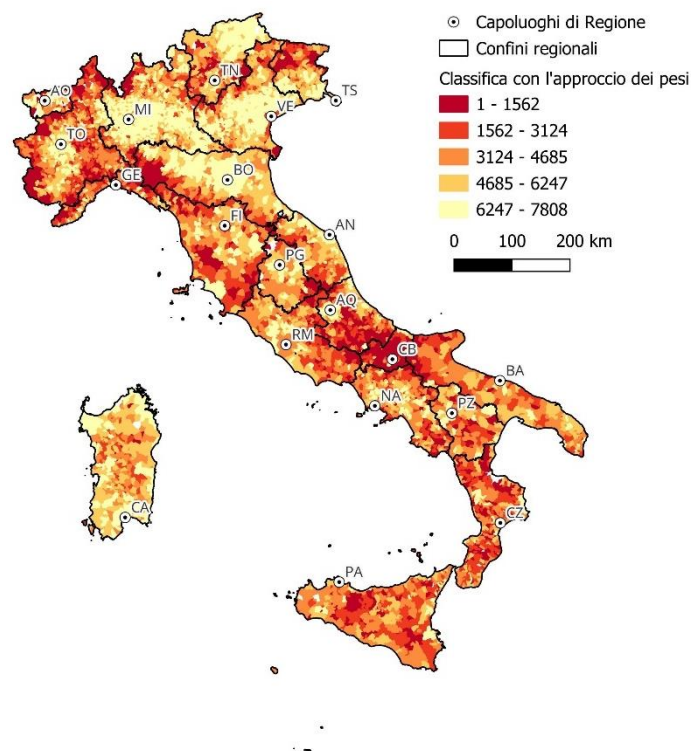
Componendo i due indici ottenuti, si ricava una classifica di priorità per affrontare sul territorio la tematica della povertà energetica, in particolare sviluppata come segue.

- Una classifica dei Comuni, dal più a rischio al meno a rischio, che consideri la simultanea presenza di un indice economico e un indice energetico elevati. La classifica si basa sul valore,

¹⁰ Campagna et al., Renewable energy communities and mitigation of energy poverty: Instruments for policymakers and community managers, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2024.101471>

dal più alto al più basso, dell'indice di rischio di povertà energetica per ogni Comune elaborato come di seguito.

$$K_{PE} = k_{econ} + k_{ener}$$



(c) Indice di rischio di povertà energetica

La mappatura sviluppata si affianca a quelle già disponibili sulla tematica, quali ad esempio quella sviluppata regolarmente dall'Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica (OIPE), presentando un'indicazione utile ottenuta con dati pubblici e che considera le principali variabili che accrescono il rischio di povertà energetica: elevati costi, bassi redditi, ingenti spese energetiche, una zona climatica sfavorevole. Può essere utile agli stakeholder per scelte informate di policy e di regolazione, che agiscano con priorità e con gli strumenti adatti dove vi siano differenti necessità. Ad esempio, a seconda delle situazioni, gli strumenti più utili potrebbero essere dei bonus in bolletta, oppure degli incentivi economici per la realizzazione di riqualificazioni energetiche, oppure ancora una semplificazione regolatoria utile a ridurre costi e tempi per gli interventi energetici.

3.4 La CER guidata dall'azienda: la "soglia del 55%" come protezione e opportunità

È chiaro che iniziative CER possono nascere non solo per scopi sociali, ma anche per la massimizzazione dei ricavi legati all'investimento in un impianto a fonte rinnovabile. In questi casi, gli strumenti precedentemente descritti, quali ad esempio i metodi di ripartizione dei benefici economici, possono servire a restituire a ogni componente un ritorno economico equo e proporzionato al suo apporto alla CER. Alcuni strumenti di "protezione del consumatore" sono anche inseriti nella normativa: si tratta nel seguito un caso in cui la cosiddetta "soglia del 55%",

già illustrata precedentemente e che verrà meglio riproposta in questo paragrafo, pone una soglia minima di ricavi della CER da redistribuire verso l'utente domestico.

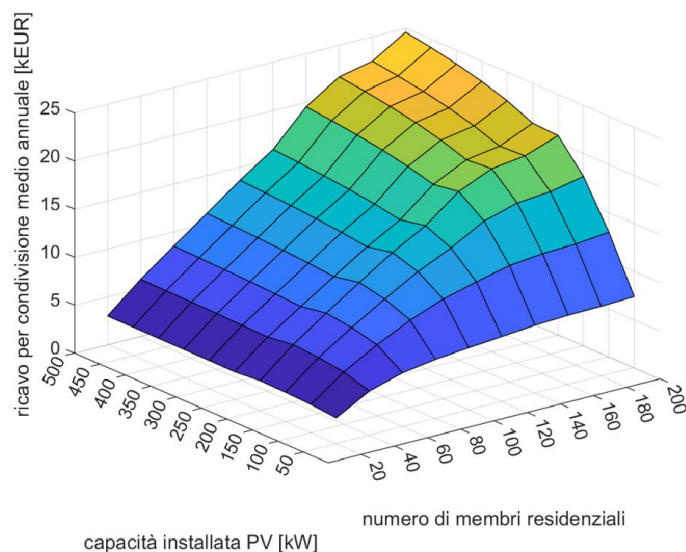
Alcuni studi condotti presso l'Università di Trento hanno analizzato aspetti legati al ruolo ed il perimetro di azione di aziende private all'interno delle CER. Come già chiarito nella normativa Comunitaria di riferimento (Art. 2(16)(b) della REDII), solo le PMI possono prefigurarsi come azionisti o membri delle stesse CER. Tuttavia, il recepimento della normativa Comunitaria a livello nazionale ha creato spazio per i cosiddetti "produttori terzi"; questi ultimi sono produttori non direttamente appartenenti alla CER ma che rilevano per la configurazione ai fini degli incentivi previsti per l'autoconsumo. Pertanto, anche grandi aziende possono qualificarsi come produttori terzi e, in aggiunta, svolgere il ruolo di Referente della CER.

È lecito soffermarsi sul caso di una azienda (la cui dimensione non è più limitata alla PMI in virtù di quanto richiamato sopra) che propone a un certo numero di consumatori, e.g. clienti finali residenziali, di entrare a far parte di una CER. Questa configurazione di CER, la cui nascita è spinta dall'azione di un'azienda e alla quale i consumatori aderiscono "individualmente", si contrappone al caso di una CER sorta da una più esplicita iniziativa collettiva dei membri. Il resto della trattazione si focalizza sul primo dei due casi menzionati e perciò analizza una CER formata da una azienda, che agisce da produttore terzo e referente, e da un numero di consumatori finali, che rappresentano i membri della CER. L'azienda, forte di maggiore capacità ed attitudine all'investimento rispetto ai singoli consumatori finali, può garantire una certa quota di capacità installata di impianti di produzione da fonti rinnovabili. Senza perdere di generalità, si assume che l'azienda realizzi un impianto di generazione fotovoltaica. Tenendo conto delle precedenti informazioni, la tabella riassume le specifiche relative alla composizione della CER in esame.

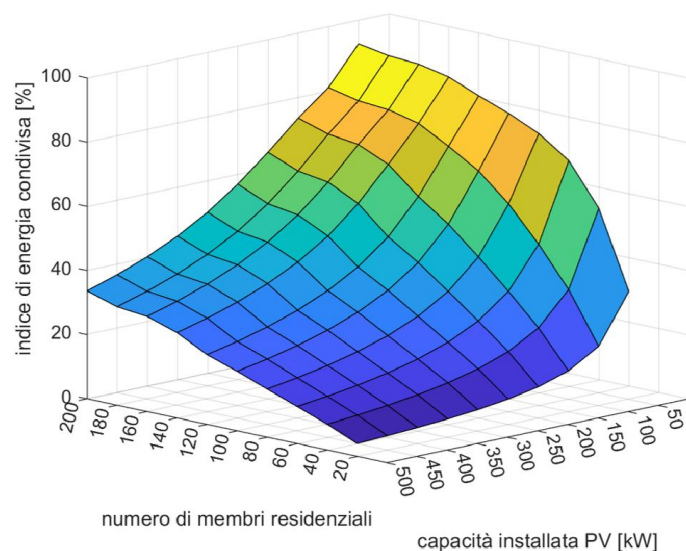
Tipologia		Dimensione	Dati in input
Membri della CER	Clienti finali residenziali	- Numero di membri $N \in \{20, \dots, 200\}$ - Potenza impegnata (singolo membro) 3kW	- Consumi elettrici orari tipici di utenti residenziali della Città di Trento (consumo medio annuo 2200 kWh) - Ogni membro ha un profilo diverso
Produttore Terzo	Impianto di generazione fotovoltaica	Taglia impianto $\bar{P} \in \{50, \dots, 500\}$ kW	Produzione oraria tipica di un impianto fotovoltaico installato nella Città di Trento

La Tariffa Premio (TIP) che la CER ottiene per ogni MWh di energia condivisa è calcolata come già illustrato. L'orizzonte temporale scelto per lo studio è di 10 anni per tenere conto delle variazioni dei prezzi dell'energia e, di conseguenza, della TIP. Infatti, i prezzi utilizzati nell'esempio si riferiscono all'intervallo temporale 01/01/2014 a 31/12/2023. I ricavi annuali della CER ottenuti dalla condivisione e relativi alla TIP sono illustrati nella figura. Questi ultimi rappresentano la media annuale dei ricavi della CER su tutto l'intero orizzonte temporale analizzato (dieci anni). Risulta evidente che i ricavi sono maggiori quando la CER è composta dal massimo numero di membri ($N=200$) e prevede la massima capacità installata dell'impianto fotovoltaico ($\bar{P}=500$ kW) da parte dell'azienda che agisce da produttore terzo. Inoltre, considerando il minimo numero di membri della REC ($N=20$), è possibile constatare come i ricavi sostanzialmente non aumentino al crescere della potenza installata dell'impianto fotovoltaico. D'altra parte, a fronte di una minima potenza installata ($\bar{P}=50$ kW), i ricavi crescono all'aumentare della dimensione della CER

(i.e. al crescere del numero dei suoi membri). Il tasso di crescita dei ricavi si stabilizza per un alto numero di membri dopo una prima fase di aumento più significativo.



Queste considerazioni sono supportate dai risultati nella figura seguente (i cui assi del piano x-y sono invertiti per miglior presentazione dei risultati), che mostra l'indice di condivisione. Quest'ultimo è calcolato come la somma, considerati tutti gli istanti di tempo, del rapporto tra l'energia condivisa e l'energia immessa dall'impianto rinnovabile. Valori alti di indice di condivisione indicano che la generazione fotovoltaica è largamente utilizzata per soddisfare il carico locale della CER. Viceversa, valori bassi possono corrispondere al caso di una CER la cui quota di generazione rinnovabile eccede largamente i consumi locali; questo può essere dovuto ad un "eccessiva" potenza installata di generazione fotovoltaica o un limitato numero di membri.



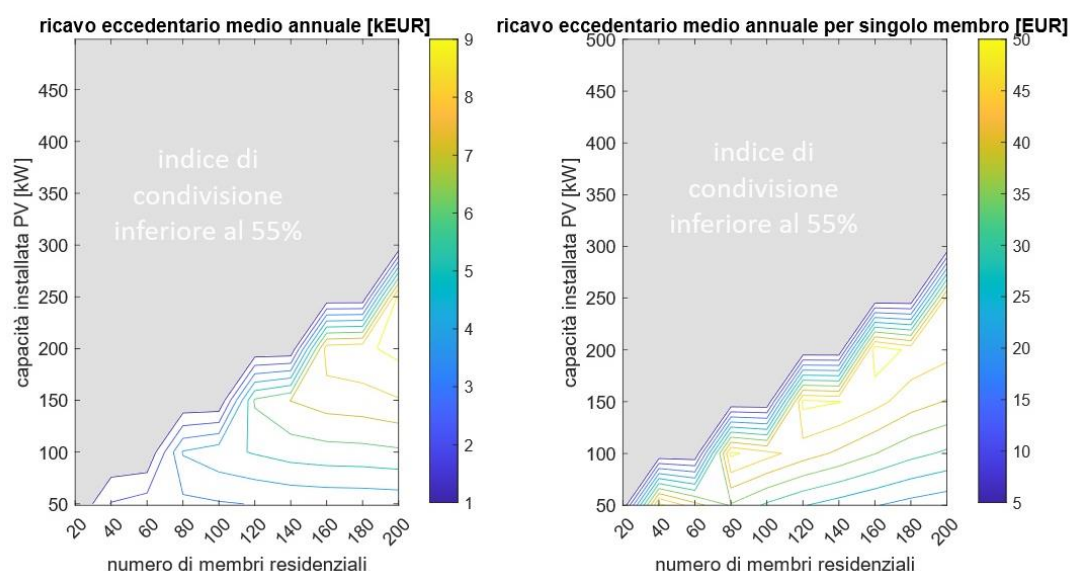
Il valore dell'indice di energia condivisa è un fattore molto rilevante ai fini della ripartizione dei ricavi della CER. Infatti, come già introdotto e ai sensi dell'Art. 3(2)(g)¹² del Decreto del MASE, lo

¹² "Le CACER assicurano, mediante esplicita previsione statutaria, pattuizione privatistica, o, nel caso di autoconsumo individuale, dichiarazione sostitutiva di atto notorio, che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di quota energia condivisa espresso in percentuale di cui all'Allegato 1, sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione".

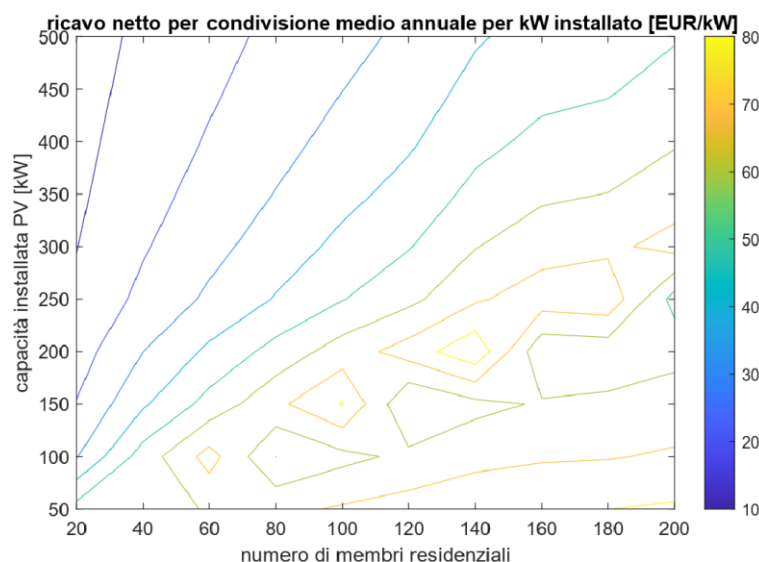
statuto della CER deve necessariamente provvedere che, laddove l'indice di condivisione superi il valore soglia del 55%, la quota di ricavi eccedentaria (i.e., fino al 45% degli stessi) sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese. Il Legislatore ha inserito tale clausola per “proteggere” i membri passivi della CER e garantire loro l'accesso ad almeno una parte di ricavi, a prescindere dalla partecipazione all'investimento, considerando che la condivisione è anche merito loro.

Tuttavia, l'effettiva attivazione di questa clausola dipende dalla particolare configurazione della CER. Come confermato nella seguente figura (lato sinistro), i membri beneficiano “di diritto” di una parte degli incentivi solo in un numero limitato di configurazioni: in presenza di una ridotta capacità installata di generazione fotovoltaica e/o di un numero relativamente alto di membri. In altre parole, questi casi coincidono con tutte le coppie $(N, \bar{P})$ tali per cui il corrispondente indice di condivisione supera il valore soglia del 55%. Inoltre, la seguente (lato destro) indica il ricavo medio annuale per un singolo membro, ipotizzando che la quota eccedente il 55% venga ripartita in parti uguali tra gli stessi membri.

Lo studio mira ad evidenziare ciò che deriva direttamente da disposizioni ministeriali, assumendo l'assenza di ulteriori meccanismi di redistribuzione dei ricavi nello Statuto della CER. Questo scenario è equivalente al caso in cui tutto l'investimento venga fatto dalla PMI e lo Statuto della CER in esame specifichi l'utilizzo dell'algoritmo di ripartizioni dei ricavi basato esclusivamente sul denaro investito adottando ad esempio il “metodo dei proprietari” presentato nel paragrafo 3.2 e basato sul denaro investito. I risultati sotto riportati indicano che ricavo medio annuale che un singolo membro può ricevere a seguito dello sfioramento del 55% va da un minimo di circa 5 € ad un massimo di circa 50 €. Rispettivamente, questi valori corrispondono all'1-10% della spesa annua stimata da ARERA per un utente domestico con contratto da 3 kW della provincia di Trento.



Chiaramente, il produttore terzo della CER che decidesse di avvalersi del “metodo dei proprietari”, in questo esempio rappresentato da un'unica azienda, massimizza i ricavi derivanti dalla tariffa incentivante per tutte quelle combinazioni di componenti e di potenza installata, che mantengono l'indice di condivisione immediatamente al di sotto della quota soglia del 55%. Questo perciò implica che i ricavi per l'azienda non crescano con andamento monotono all'aumentare delle dimensioni della CER. La figura sottostante quantifica il ricavo massimo ottenibile dall'azienda per ogni kW di potenza installata.



Le seguenti considerazioni generali possono essere proposte. Soprattutto in una fase di avvio delle CER, è possibile che un certo numero di queste comunità non nasca da un accordo fra consumatori che decidono di investire per dotarsi di capacità di generazione rinnovabile, bensì da aziende che offrano opportunità per CER “chiavi in mano”, potendo più facilmente e celermente investire in capacità rinnovabile e chiedano a consumatori finali di farne parte. Questi ultimi potrebbero essere interessati ad unirsi, così da evitare, almeno in una prima fase, di dover investire in capacità rinnovabile¹⁶ e di doversi sobbarcare il peso burocratico di formazione e gestione della CER.

In virtù di una certa semplicità in ingresso, i membri di queste CER potrebbero accontentarsi della prospettiva di una eventuale redistribuzione dei ricavi solo laddove si verifichi lo sfioramento della soglia del 55% di energia condivisa. Sulla base delle considerazioni presentate sopra, possono esistere situazioni di conflitto tra gli interessi dell'azienda e dei residenti: esistono combinazioni di utenti e potenza rinnovabile installata tali da massimizzare il rapporto benefici/costi per l'azienda proponente e queste sono diverse da quelle che garantiscono ricavi eccedentari e quindi destinati alle utenze residenziali.

Risulta evidente affermare la centralità dello Statuto della CER come strumento più efficace per stabilire un chiaro e più certo meccanismo di redistribuzione dei ricavi derivanti dall'autoconsumo. Infatti, se da un lato i membri della CER in esempio non investono in generazione fotovoltaica, dall'altro essi continuano a giocare un ruolo fondamentale nell'incremento di energia condivisa e dei ricavi derivanti da quest'ultima.

Pertanto, basandosi ancora sull'analisi nel paragrafo 3.2 a proposito degli algoritmi di redistribuzione degli incentivi, la figura seguente espone e confronta l'implementazione di tre soluzioni applicate al caso di CER in esame, dal punto di vista del ricavo totale distribuito tra gli utenti domestici.

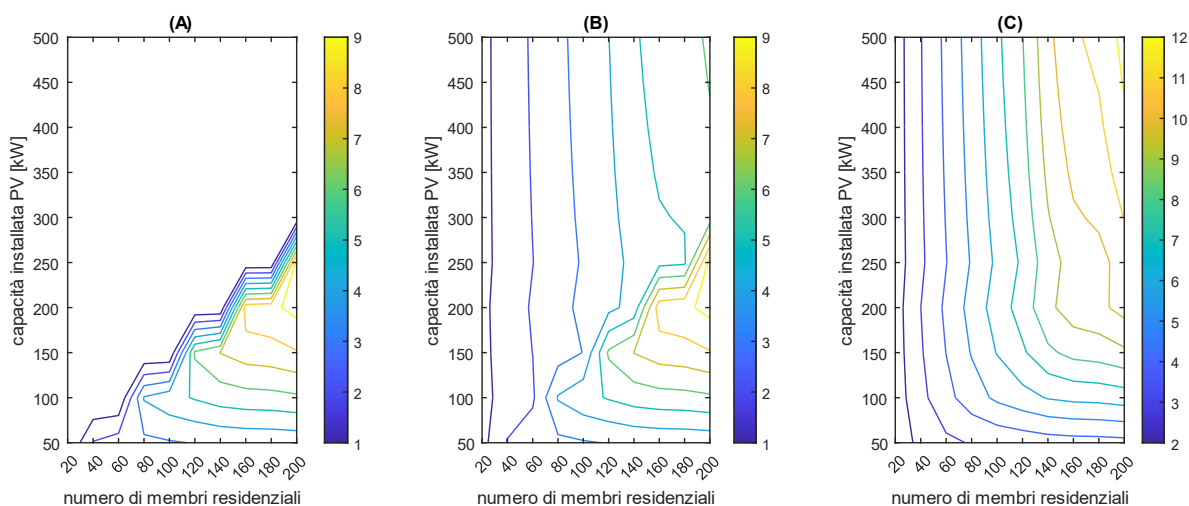
- Il grafico a sinistra (A) ripropone il caso di applicazione del solo metodo dei proprietari: tanto si è investito negli impianti rinnovabili, tanto si riceve. I membri della CER che non hanno investito denaro ricevono un incentivo solo in caso di attivazione della clausola

¹⁶ Garantire un investimento in una quota minima di capacità rinnovabile potrebbe essere una tipica condizione posta da alcune CER per gestire le richieste di ingresso di nuovi membri.

relativa allo sfioramento del 55%. L'azienda che svolge il ruolo di produttore terzo mantiene la totalità dei ricavi in figura in tutti i casi di mancata attivazione.

- Il caso (B) propone una ripartizione minima e garantita da parte dell'azienda e produttore terzo in favore dei consumatori nella misura del 25% dei ricavi ottenuti dalla condivisione. Laddove, l'indice di energia condivisa sfiorasse il 55%, la percentuale sale come previsto. Questo metodo richiama i principi dell'algoritmo di redistribuzione "proprietari + proporzionale".
- Infine, l'algoritmo di redistribuzione implementato nel caso (C) attua il metodo dello "Shapley Value", un metodo cioè basato sulla teoria dei giochi per stimare l'effettivo contributo di ogni agente di una coalizione per il beneficio della coalizione stessa. Per semplicità, il primo agente della "coalizione CER" è l'azienda produttrice terza; il secondo agente è rappresentato dalla somma dei singoli membri passivi, i quali decidono di agire collettivamente e di ripartire fra di loro gli eventuali incentivi in parti uguali. Sotto queste assunzioni, la ripartizione secondo lo "Shapley Value" si semplifica in una equa divisione dei ricavi tra le parti.

I numeri proposti nei grafici indicano il ricavo totale annuo distribuito agli utenti domestici in ognuno dei casi, espresso in migliaia di euro.



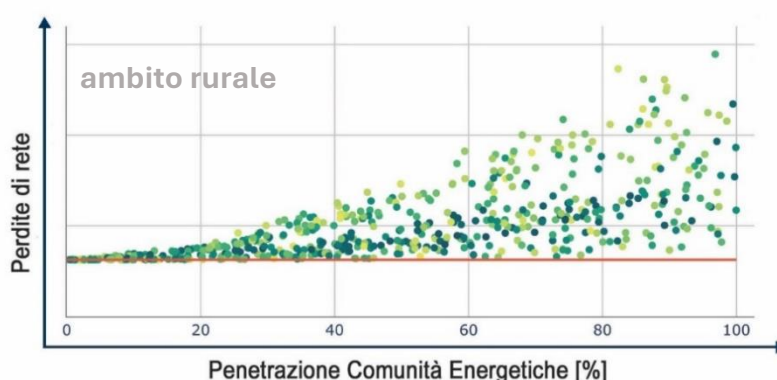
3.5 Le comunità energetiche e gli impatti sulla rete elettrica

Per valutare quantitativamente l'impatto delle Comunità Energetiche (CER) sulla rete elettrica, si riportano alcuni risultati di uno studio recente del Politecnico di Milano¹⁷. L'analisi si basa su una modellazione fisica di alcune reti di distribuzione elettrica, focalizzandosi in particolare sugli apparati in esercizio sulla rete in media tensione.

Utilizzando metodi stocastici, sono state simulate numerose configurazioni di CER, coprendo diverse percentuali del fabbisogno energetico locale. In un primo step, come mostrato nella seguente figura, è stata modellata la rete elettrica di una piccola cittadina, rappresentativa di contesti urbani, con profili di consumo orari per un intero anno. Sono state simulate varie configurazioni di CER, alcune con minore rilevanza energetica, altre con un impatto energetico più significativo. Le simulazioni hanno incluso scenari con una sola CER e altri con più CER contemporaneamente, valutando l'impatto sulle perdite di rete e sull'efficienza del sistema. Come evidenziato in figura, l'aumento della penetrazione energetica delle CER (stimato come

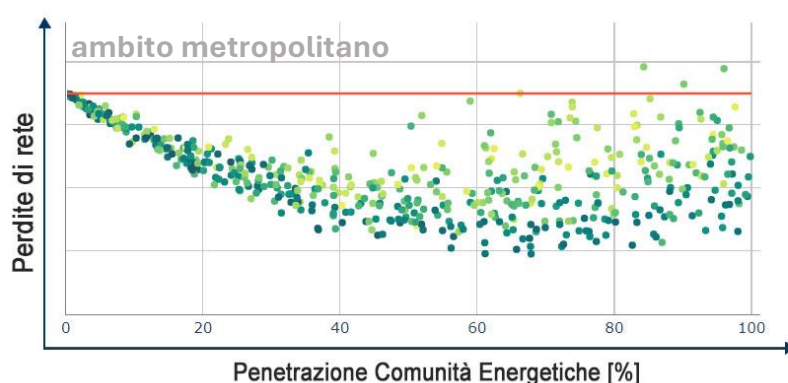
¹⁷ Dimovski et al., Impact of energy communities on the distribution network: An Italian case study, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101148>

percentuale di fabbisogno energetico locale coperto) comporta un incremento delle perdite di rete (rappresentate in rosso nello scenario senza CER). Inoltre, la presenza di CER anche di minori dimensioni non migliora l'efficienza della rete di distribuzione in media tensione.



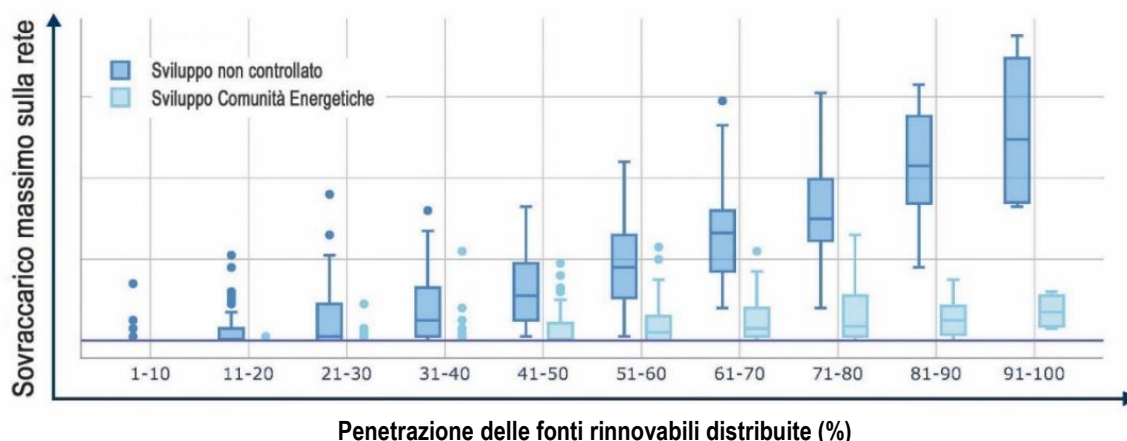
Sono state simulate CER con numerosi generatori di piccola taglia (indicati con marker **verde scuro**) e CER con pochi grandi generatori (indicati con marker **verde chiaro**). Le simulazioni mostrano che l'impatto delle CER è più sostenibile quando si utilizzano numerosi piccoli generatori distribuiti sulla rete. Questo risultato è rilevante poiché dimostra che la filiera corta dell'energia non riduce necessariamente le perdite di rete in media tensione, a causa dell'aumento dei flussi energetici locali. La condivisione dell'energia con utenti vicini comporta maggiori sollecitazioni sulla rete locale. Va chiarito che il valore calcolato e rappresentato nelle figure si riferisce alle perdite elettriche sulla rete locale in media tensione, mentre la presenza di CER riduce sicuramente i flussi di potenza sulla rete di trasmissione, diminuendo così le perdite elettriche su quest'ultima (come in effetti valorizzato dall'ARERA).

L'analisi eseguita in contesti metropolitani mostra risultati differenti: in questi ambiti, l'energia generata dalle CER si traduce in una filiera energetica molto corta. L'alta densità di carico nelle aree metropolitane fa sì che l'installazione di nuovi generatori riduca il carico nodale e i flussi energetici sulla rete di distribuzione. Anche in contesti metropolitani, i benefici sono massimizzati con numerosi piccoli generatori distribuiti.



Lo studio evidenzia che i risultati sulle perdite di rete si riflettono anche su altri indicatori di impatto, come i profili di tensione (più perturbati in scenari rurali e con grandi generatori) e le violazioni di corrente sulle linee. Ne emerge che l'impatto delle CER sulla rete elettrica di distribuzione non è necessariamente positivo e giustifica il loro sviluppo soprattutto in aree metropolitane. Tuttavia, è indubbio che la decarbonizzazione del sistema vedrà inevitabilmente

il proliferare della generazione distribuita. Di conseguenza, lo studio ha comparato la realizzazione di generazione distribuita inserita in CER (e quindi, con uno sviluppo “ordinato” e guidato dall’interesse a massimizzare la condivisione di energia) oppure sviluppata in autonomia da progetti di privati non coordinati. Come mostrato nella seguente figura, dove si riporta la distribuzione dei possibili sovraccarichi sulle linee elettriche in media tensione in conseguenza della connessione di nuovi generatori da fonti rinnovabili, lo sviluppo di nuove rinnovabili secondo i criteri delle CER risulta meno impattante sulle infrastrutture di rete e più sostenibile rispetto a quello non coordinato/non controllato.



In conclusione, il modello delle CER non deve essere visto come soluzione definitiva a tutti i problemi energetici, ma rappresenta un'evoluzione ragionevole degli ecosistemi energetici, in cui gli utenti devono valutare attentamente le iniziative proposte, considerando non solo la quantità di energia consumata e prodotta, ma anche i profili di potenza e le corrispondenze temporali tra fabbisogno e produzione locale. Queste osservazioni sono in linea con il quadro normativo italiano, che premia le CER per le perdite e i costi evitati sulla rete elettrica di trasmissione e le incentiva come modello energetico sostenibile, utile per perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione.

Per completare la riflessione sull'impatto delle CER sulla rete e sui benefici sistemici associati, è fondamentale considerare la necessità di coordinare istantaneamente generazione e carico all'interno di una rete elettrica, mantenendo il bilancio energetico. Le logiche di autoconsumo incentivato all'interno di una CER si configurano come uno strumento per promuovere sistemi energetici più affidabili e gestibili a costi inferiori, grazie alla loro capacità di auto-bilanciarsi. Tuttavia, è importante precisare che la necessità tecnica è relativa al bilancio istantaneo di produzione e carico, mentre l'incentivo economico offerto alle CER riguarda l'autoconsumo orario. Questo rappresenta un compromesso tra le esigenze tecniche del sistema e la complessità, per gli utenti, di controllare la potenza prodotta e consumata in tempo reale. Pertanto, il costrutto regolatorio attuale sull'autoconsumo può essere sintetizzato come un indirizzo per gli utenti a progettare opportunamente le CER, selezionando e dimensionando le risorse di generazione in modo tale da incontrare, quantitativamente e temporalmente, le esigenze dei carichi.

Controlli più evoluti, come una regolazione in tempo reale dei profili di potenza, sfruttando accumuli o soluzioni avanzate di monitoraggio e condizionamento dei carichi, potrebbero risultare poco profittevoli nell'attuale contesto basato sulla logica dell'autoconsumo orario.

Nella prospettiva futura di valorizzare le CER per servizi più avanzati, come quelli dei servizi per la flessibilità, lo scenario potrebbe evolvere significativamente, anche in termini di profittabilità economica: le CER potrebbero quindi divenire il nucleo da cui gemmeranno nuove iniziative, ad esempio l'aggregazione di risorse per la flessibilità oppure per l'auto-dispacciamento¹⁸.

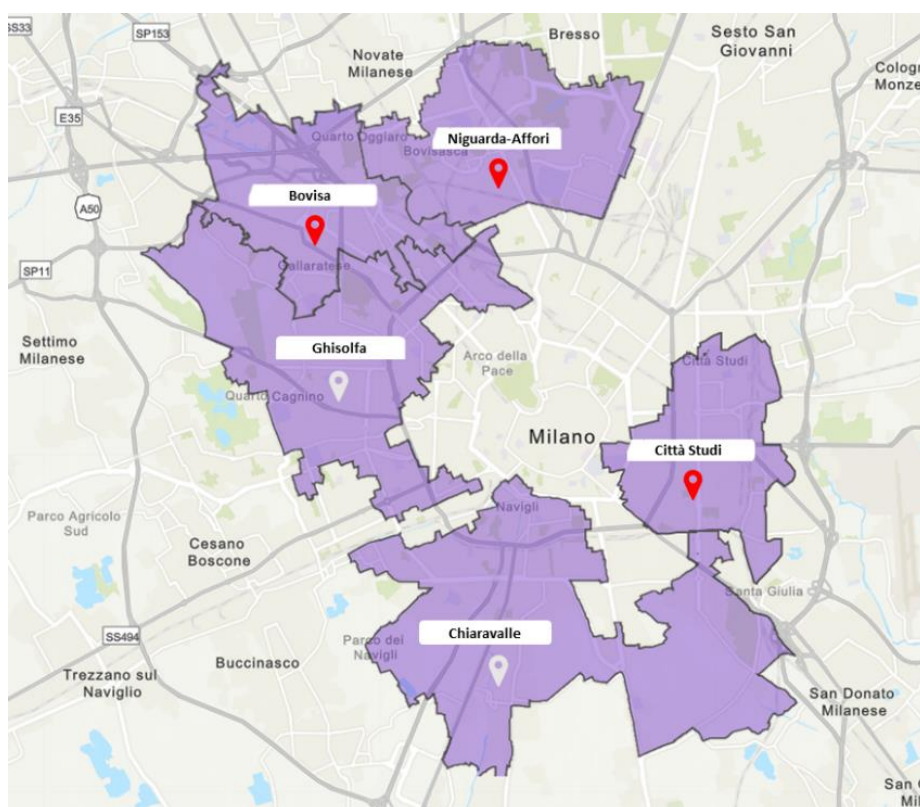
¹⁸ Del. ARERA 298/2023/R/eel, Sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale <https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/298-23>

4 Le prime esperienze in campo: le università per le comunità energetiche

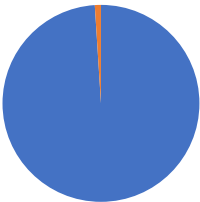
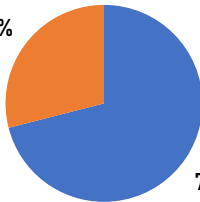
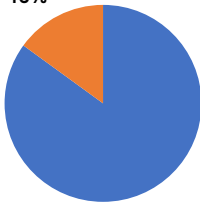
Nonostante si parli da molto di Comunità Energetiche Rinnovabili, le comunità effettivamente realizzate in Italia sono al momento ancora poche. Le motivazioni sono molteplici, ma principalmente di carattere legislativo e tecnico: alcuni decreti attuativi hanno subito ritardi nell'emanazione e spesso mancano le competenze tecniche necessarie all'implementazione reale di queste comunità. Per questo motivo, alcune università, incluso Politecnico di Milano, si sono poste in prima linea per favorire la realizzazione di questi progetti.

4.1 Le CERS a Milano

A partire da aprile del 2022, Politecnico di Milano è stato impegnato in un tavolo di lavoro con Comune di Milano e altre società per la realizzazione di tre CER nei quartieri di Bovisa, Niguarda-Affori e Città Studi. Oltre alle tre comunità di cui Politecnico di Milano risulta socio fondatore, altre due CER sono state instaurate con il patrocinio di Comune di Milano nei quartieri di Ghisolfa e Chiaravalle, come è possibile vedere dalla mappa.



Nei tre quartieri interessati dalle CER del Politecnico, è prevista l'installazione di impianti fotovoltaici per un totale di circa 5625 kW, suddivisi come mostrato nella tabella. Con un'immissione annua prevista di 838 MWh e assumendo un consumo annuo medio di 2700 kWh per famiglia tipo, si stima che le tre comunità potrebbero soddisfare il fabbisogno energetico diurno di quasi 1000 famiglie!

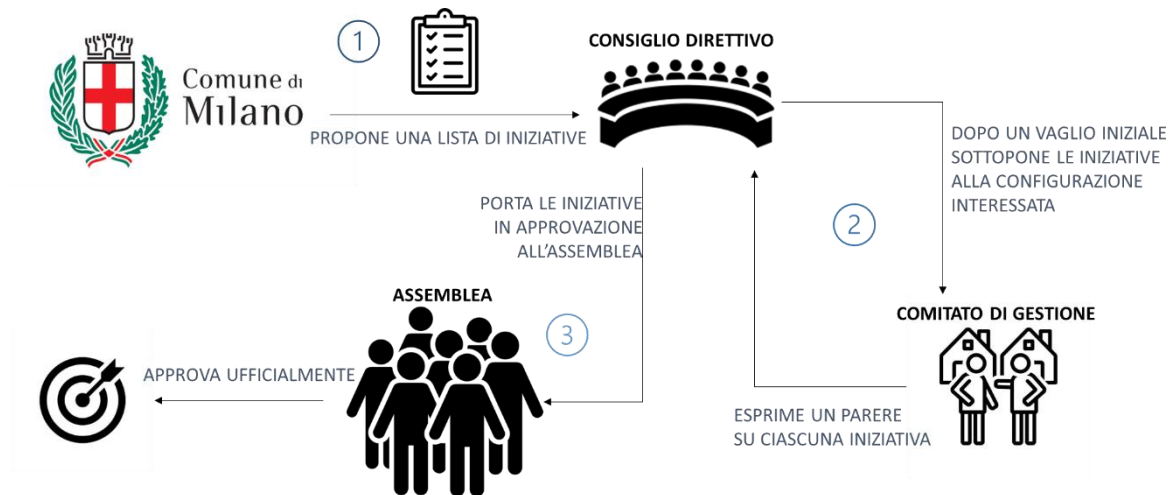
	Bovisa	Niguarda-Affori	Città Studi
<i>Impianti</i>	1972 kWp	1337 kWp Di cui 687 kWp del Politecnico	2316 kWp Di cui 2009 kWp del Politecnico
<i>Prosumer</i>	 POLITECNICO MILANO 1863	 POLITECNICO MILANO 1863  Comune di Milano  ABITARE società cooperativa	 POLITECNICO MILANO 1863  Comune di Milano
<i>Famiglie coinvolgibili</i>	22	420	336
<i>Flussi energetici previsti</i>	 99% 1% ■ Autoconsumo ■ Energia condivisa	 71% 29% ■ Autoconsumo ■ Energia condivisa	 85% 15% ■ Autoconsumo ■ Energia condivisa

L'unione delle cinque CER sotto un unico ente ha dato origine all'associazione *CER.ca.MI Solidale*, caratterizzata dalla propria forma giuridica, il proprio statuto e regolamento.

- **Forma giuridica** → La forma giuridica individuata è stata l'associazione riconosciuta con atto notarile, in particolare il cosiddetto Ente del Terzo Settore (ETS), un'associazione iscritta al Registro Unico del Terzo Settore (RUNTS).
- **Statuto** → Lo statuto definisce gli obiettivi della CER che, nel caso di quelle milanesi, saranno prevalentemente di carattere sociale. I ricavi della CER verranno infatti utilizzati per la realizzazione di progetti comuni, locali e solidali, patrocinati dal Comune di Milano.
- **Regolamento** → Il regolamento indica in termini più specifici le norme di comportamento applicabili ad ogni categoria di utente incluso nella CER. In particolare, per le comunità milanesi, si è prevista la possibilità di distribuire ai prosumer appartenenti alla CER una quota parte dell'incentivo maturato dal proprio impianto, fino ad un massimo del 20%, al fine di favorire il rientro economico in 10 anni dall'investimento sostenuto.

Il processo decisionale per la scelta dei progetti solidali da finanziare con i ricavi delle CER farà affidamento sulla presenza di comitati di gestione, come indicato nello statuto e illustrato nella seguente figura. Ogni configurazione avrà il proprio comitato di gestione, in modo che i progetti finanziati abbiano una ricaduta diretta sui singoli territori. La lista dei progetti solidali finanziabili si articolerà principalmente su due fronti:

- **Mitigazione della povertà energetica** → I ricavi della CER verranno usati per ridurre la bolletta per utenti fragili sul territorio.
- **Progettualità locale** → I ricavi della CER verranno usati per sostenere iniziative nel quartiere, come sconti in esercizi commerciali selezionati, progetti di mobilità sostenibile, utilizzo di spazi e servizi dei soci a titolo gratuito e ulteriori progetti sociali e culturali.



4.2 La CER di ...

Lavori in corso...

5 E per il futuro? Alcune auspicabili evoluzioni del modello della comunità energetica

Con riferimento all'assetto attuale delle Comunità Energetiche in Italia, questo trae origine, come già citato in precedenza, nella direttiva europea REDII e nei successivi interventi legislativi in ambito nazionale. Per come sono definite attualmente, le CER assolvono essenzialmente agli obiettivi del Clean Energy Package di aumentare la quota di rinnovabili, promuovendo l'installazione distribuita di impianti di taglia medio-piccola in prossimità degli utenti. Il focus, almeno da un punto di vista tecnico, è in questa fase sull'energia condivisa all'interno della CER, che beneficia della tariffa premio. I benefici per gli utenti derivanti dall'implementazione delle CER sono ad oggi soprattutto di natura economica: rendere maggiormente sostenibili investimenti in rinnovabili che, specie dopo la fine dello Scambio sul Posto, faticherebbero a trovare forti motivazioni economiche. Vi sono altresì vantaggi di carattere sociale per la Comunità, correlati ad esempio alla possibilità di applicare logiche di redistribuzione dei proventi della Comunità finalizzate a mitigare situazioni di povertà energetica, piuttosto che rivolte a migliorare i servizi forniti al cittadino, come già trattato nei capitoli precedenti.

Per quanto riguarda invece la prospettiva del sistema elettrico, ad oggi i vantaggi sono correlati essenzialmente all'incremento dell'autoconsumo, in senso diffuso: impiegando la produzione locale all'interno della Comunità, evitando di immettere energia nella rete di trasmissione a monte, si hanno vantaggi in termini di perdite evitate e, in linea di principio, minori investimenti necessari sulla rete di alta tensione e sui trasformatori AT/MT. I benefici del consumo locale aumentano avvicinando immissioni e prelievi, dove il caso più virtuoso è quello rappresentato dal singolo utente che produce e consuma nello stesso sito (autoconsumo in senso proprio), evitando di impegnare la rete con i propri scambi energetici. Al crescere del perimetro della Comunità Energetica, a ricomprendere la Cabina Secondaria, poi un'intera linea MT, poi ancora un'intera Cabina Primaria, come ai sensi della disciplina vigente, i benefici in termini di riduzione dei flussi sulla rete di distribuzione diminuiscono, come già evidenziato nel paragrafo 3.5.

5.1 Le CER per il dispacciamento elettrico del futuro

Quindi, benché la soluzione attuale implichi oggettivamente miglioramenti per l'esercizio e pianificazione della rete di distribuzione, a giudizio di chi scrive e come confermato dagli studi effettuati, il beneficio delle CER sotto il profilo tecnico è soprattutto da ricercarsi nella promozione di un primo e concreto coordinamento tra gli utenti sottesi alle reti a tensione minore. Coordinamento oggi finalizzato a far coincidere temporalmente prelievi e immissioni, nel verso di massimizzare la quota di energia condivisa. Domani, migliorato ed esteso nelle logiche, il coordinamento medesimo potrebbe essere utilizzato per fornire, più in ampio, una serie di servizi alla rete elettrica. Tale possibilità è peraltro consentita dal quadro legislativo vigente: il d.lgs. 199/21 specifica infatti che, sempre compatibilmente con le finalità ambientali, economiche e sociali della CER verso i suoi membri, la Comunità Energetica può offrire servizi ancillari e di flessibilità alla rete elettrica.

Dal punto di vista della partecipazione delle risorse distribuite ai mercati dei servizi, l'evoluzione del quadro regolatorio e di mercato sta ormai arrivando a compimento, di fatto aprendo alla

possibilità in un futuro prossimo di abilitare le risorse connesse alla rete di distribuzione a fornire servizi di regolazione, di varia natura (sia di sistema, che locali) in forma aggregata. Questo percorso è stato avviato dall'ARERA con la pubblicazione nel 2017 della fondamentale Delibera 300/17/R/eel, la quale ha previsto l'attivazione da parte di Terna di iniziative sperimentali (ad esempio i cosiddetti progetti UVAM, Unità Virtuali Abilitate Miste) finalizzate a valutare la fattibilità tecnica di approvvigionare i servizi ancillari necessari alla rete di trasmissione (es. riserva terziaria, bilanciamento, risoluzione congestioni AT) tramite risorse di flessibilità distribuite, nonché vincoli ed opportunità di carattere economico per gli offerenti.

Più recentemente, su impulso della Del. 352/21/R/eel, diverse aziende di distribuzione elettrica hanno attivato omologhi progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali, cioè servizi di regolazione finalizzati a evitare l'insorgere di problematiche sulla rete di distribuzione (soprattutto in media tensione). Le criticità in oggetto sono relative a limiti tecnici sia in tensione sia in corrente, sia in assetto standard sia di controalimentazione.

Un importante aspetto positivo: in un prossimo futuro, è già previsto che le sperimentazioni in corso confluiscono in una disciplina di regime regolata in ambito nazionale dal TIDE (Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico)¹⁹. Questa disciplina entrerà progressivamente in vigore dal 2025, proprio a partire dall'implementazione a regime delle casistiche sperimentate nei progetti UVAM. Il TIDE, infatti, recepisce buona parte degli esiti delle sperimentazioni avviate e include una regolazione dedicata alla fornitura di servizi ancillari globali (per la rete di trasmissione) per il tramite di risorse aggregate di varia natura. Sono riportate sotto le tipologie di unità che possono abilitarsi ai mercati: si riconoscono aggregati (Unità Virtuali) da abilitare o sui servizi globali a perimetro nodale (relativo al ridispacciamento), o zonale (relativo al bilanciamento). Inoltre, è già previsto che, nel medio termine, la disciplina del dispacciamento sia integrata con prescrizioni specifiche per la fornitura di servizi locali (per la rete di distribuzione) da impianti distribuiti.

¹⁹ ARERA, Testo integrato del dispacciamento elettrico,
<https://www.arera.it/atti-e-provvedimenti/dettaglio/23/345-23>

PROGRAMMAZIONE E PARTECIPAZIONE AI MERCATI DI BILANCIAMENTO E RIDISPACCIAMENTO

UAS: Unità Abilitate Singolarmente

- Singola Unità di Produzione o di Consumo
- Connessa o riconducibile ad un nodo della rete rilevante
- In grado di eseguire movimentazioni (ridispacciamento e bilanciamento) a carattere nodale
- Categoria assegnata d'ufficio a tutte le unità «obbligatoriamente abilitate»

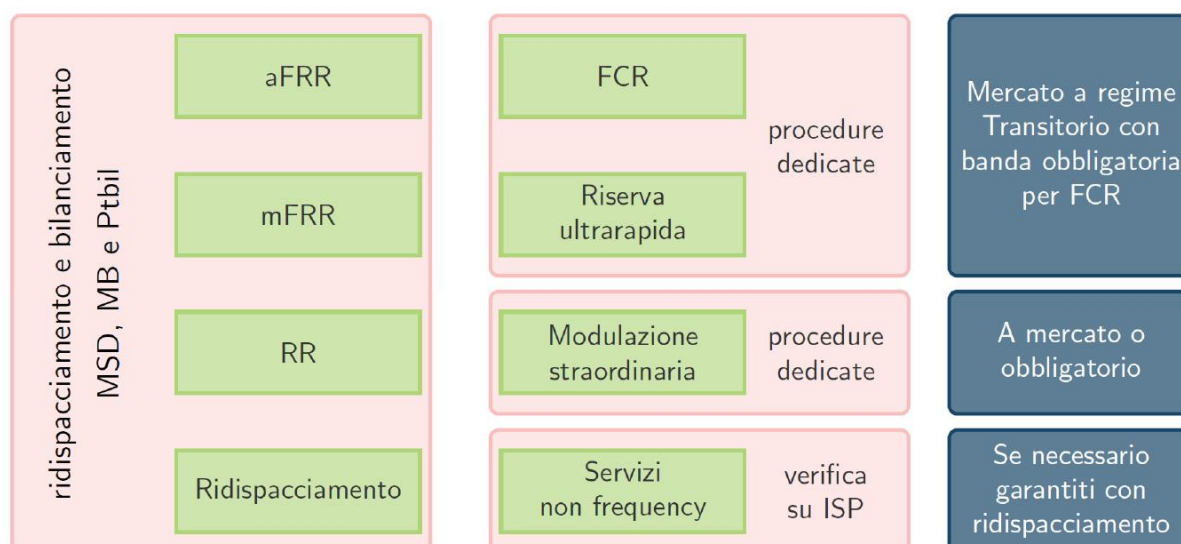
UVAN: Unità Virtuali Abilitate Nodali

- Costituita da più Unità di Produzione e/o di Consumo
- Le risorse devono essere connesse o riconducibili ad un nodo della rete rilevante
- Singole risorse non devono costituire una UAS
- In modo aggregato, sono in grado di eseguire movimentazioni a carattere nodale
- Gestite da un unico BSP

UVAZ: Unità Virtuali Abilitate Zonali

- Costituita da più Unità di Produzione e/o di Consumo
- Le risorse devono essere localizzate nella medesima zona di offerta rilevante
- Singole risorse non devono costituire una UAS o una UnAP o essere in una UVAN
- In modo aggregato, sono in grado di erogare almeno uno dei servizi ancillari per il bilanciamento aventi perimetro di erogazione zonale
- Gestite da un unico BSP

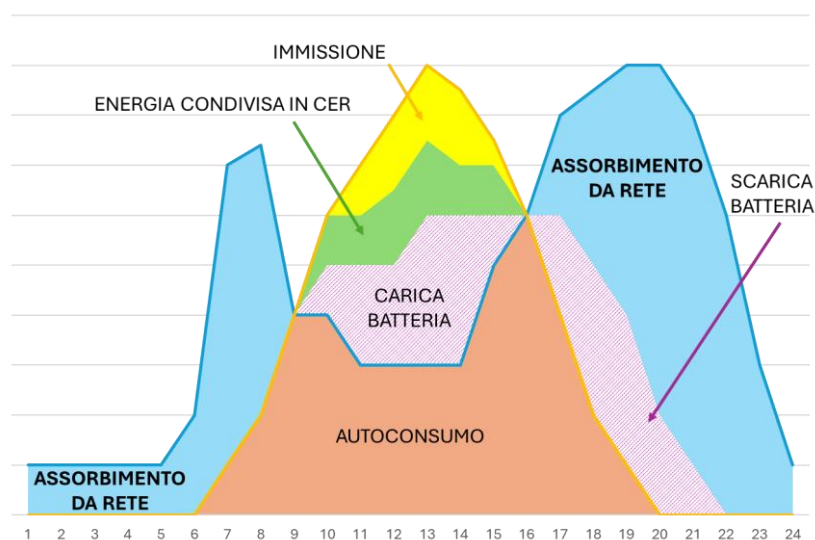
a voler attribuire a questi ultimi un ruolo di primo piano nell'evoluzione del sistema energetico negli anni a venire. Questo incontro, unito alle aumentate opportunità presenti sui mercati elettrici (si veda sotto una panoramica dei servizi previsti nel TIDE e le relative modalità di approvvigionamento), potrebbe sicuramente vedere l'estensione dei progetti CER nella direzione della fornitura di flessibilità, con il tempo e con la gradualità necessari. È utile lavorare sin da ora per rendere quante più CACER compatibili *by design* con questa futura evoluzione, ad esempio fornendo gli utenti delle conoscenze dovute, costruendo competenze distribuite e dotando le CACER delle tecnologie necessarie al monitoraggio ed eventualmente al controllo delle proprie risorse elettriche.



Fonte: ARERA

5.2 Community PPA: integrazione della comunità nei mercati per un futuro rinnovabile

Il tessuto urbano rappresenta una zona caratterizzata da un'elevata richiesta energetica, destinata anche ad aumentare in futuro con l'elettrificazione dei consumi negli edifici e per il trasporto. Il potenziale di produzione locale da fotovoltaico risulterebbe pertanto insufficiente a coprire tutta la domanda, nonostante gli sforzi di condivisione nelle CER e l'uso di pratiche di *load shifting* grazie all'adozione di batteri; si avrebbe quindi una domanda residua che verrebbe necessariamente coperta assorbendo energia dalla rete, come visibile nella figura. In essa si presentano i profili di produzione, di consumo e quindi di utilizzo dell'accumulo in una CER per il fine di aumentare l'autoconsumo e la condivisione.

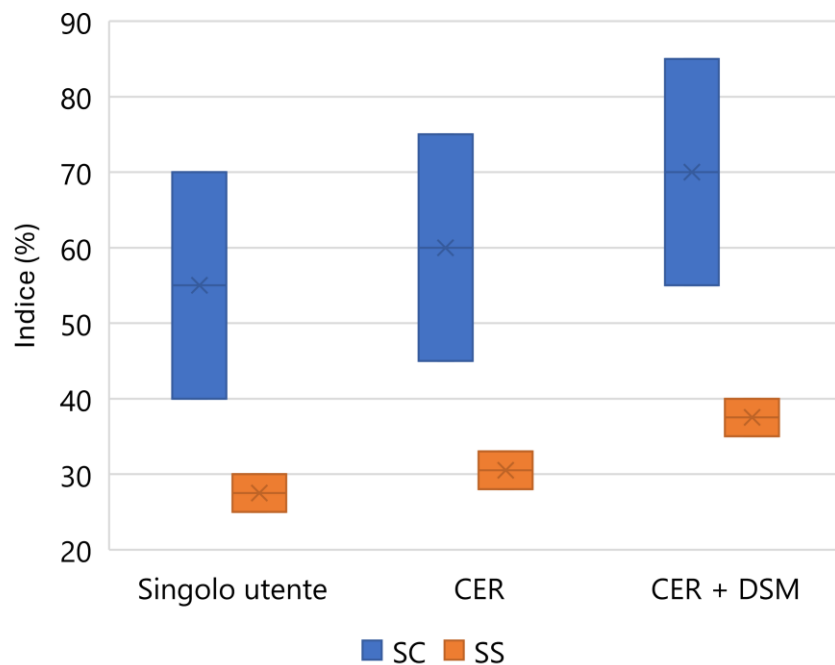


Il potenziale di utilizzo della produzione di energia locale può essere infatti valutato attraverso due *Key Performance Indicators* (KPI):

- **Self-consumption (SC)** → L'indice di *self-consumption* indica la percentuale di energia prodotta localmente e utilizzata localmente rispetto al totale dell'energia prodotta localmente.

- **Self-sufficiency (SS)** → L'indice di *self-sufficiency*, o autosufficienza, indica la percentuale di energia prodotta localmente e utilizzata localmente rispetto al totale della domanda energetica.

Come evidenziato nella figura seguente²⁰, la possibilità di condividere energia all'interno di una CER (al centro della figura) comporterebbe un aumento sia dei livelli di autoconsumo (SC) sia dei livelli di autosufficienza (SS) rispetto al caso senza CER (a sinistra nella figura). L'azione combinata con pratiche di *Demand Side Management* (DMS) ne determinerebbe inoltre un ulteriore aumento (a destra nella figura). Nonostante ciò, i bassi livelli di autosufficienza sono indice di una situazione in cui il potenziale da fotovoltaico non sarebbe sufficiente a soddisfare localmente l'intera domanda energetica degli utenti interessati. Questo avverrebbe soprattutto in zone in cui l'accesso a tetti liberi per l'installazione di impianti fotovoltaici è limitata, come le zone urbane densamente abitate, e in presenza di un aumento della richiesta energetica, come prospettato in futuro.



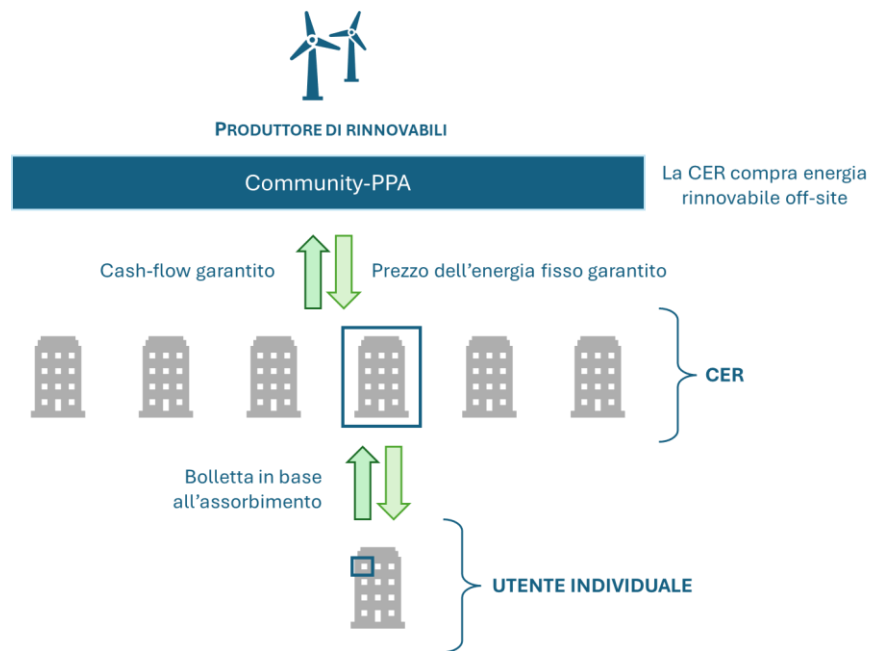
Per questo motivo, al fine di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione, una futura evoluzione del paradigma di comunità energetica verso un modello del tipo community-PPA è auspicabile.

Infatti, i **Power Purchase Agreement** (PPA) rappresentano contratti di fornitura in cui le parti si impegnano a comprare e vendere energia ad un prezzo concordato per un periodo di tempo medio-lungo. Al momento, questa tipologia di contratto è riservata principalmente ai grandi consumatori energivori, mentre l'apertura ai cittadini è ancora limitata.

In particolare, la domanda residua potrebbe essere decarbonizzata grazie alla fornitura di energia rinnovabile attraverso contratti PPA del tipo *pay-as-consumed*. In questo caso, il compratore si impegna a pagare l'energia assorbita dalla rete ad un prezzo concordato, assumendosi il *price risk* derivante dalle fluttuazioni del prezzo dell'energia sul mercato elettrico. Il *volume risk*, derivante dall'incertezza associata alla produzione da energia

²⁰ <https://doi.org/10.3390/en1414165>

rinnovabile, è invece trasferito al venditore che si impegna ad approvvigionare il compratore sulla base del proprio effettivo assorbimento, come illustrato nella prossima figura.



6 Conclusioni

Le analisi presentate sono rappresentative di varie competenze e vari punti di vista sul tema delle comunità energetiche. La natura di lavoro collaborativo, implementato a più mani, ha facilitato il compito di un'analisi critica che, come atteso, ha evidenziato le varie sfaccettature dello schema regolatorio. Lo strumento raccontato nel dettaglio è ancora in evoluzione e pian piano si definiscono i dettagli. Proprio mentre si scrive, viene reso noto un pronunciamento dell'Agenzia delle Entrate che chiarisce il trattamento fiscale dei benefici economici eventualmente distribuiti ai componenti di una CER, nonché la legittimità della stessa distribuzione da parte di CER costituite in forma di enti del terzo settore²¹.

Obiettivo del testo che avete letto è quindi duplice. Da un lato, mettere alcuni punti fermi sulle regole, sulle opportunità e sulle minacce già chiare e riconosciute. Dall'altro, fornire spunti per il futuro, un futuro prossimo in cui le prime esperienze saranno consolidate e si vorranno proporre dei passi in più che sfruttino appieno le potenzialità di uno strumento poliedrico e intrigante.

Speriamo con questo documento di aver sollecitato interesse di singoli, di imprese e di enti pubblici verso lo strumento, per meglio sondare insieme le varie possibilità prospettate e svilupparle in progetti che uniscano e valorizzino competenze e risorse.

²¹ <https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/documents/20143/6241346/Risoluzione.pdf/1e9fe9c5-7ea0-ef2d-d077-bfc1bdfa2e28>