



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE DII
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Comunità di energia rinnovabile: quadro normativo, criticità e prospettive

Relatore:
Massimiliano Coppo

Laureando:
Luca Mangialino
1218901

Anno Accademico 2022-2023

ABSTRACT

Questo elaborato mira ad analizzare le Comunità di Energia Rinnovabile (CER) al fine di evidenziarne le principali caratteristiche e il ruolo che possono assumere all'interno del panorama energetico nazionale e del mercato elettrico locale.

L'analisi del contesto normativo italiano in materia di comunità energetiche, e del più ampio quadro legislativo europeo in cui si inseriscono, consentirà di introdurre gli aspetti definatori di questi nuovi attori della transizione energetica. L'esame di un caso studio italiano offrirà un'utile prospettiva per approfondire il funzionamento operativo, la dimensione territoriale e le performance energetiche ed economiche di queste complesse configurazioni di autoconsumo diffuso. Saranno dunque analizzate le possibilità offerte dall'implementazione dei sistemi di accumulo e dalle pratiche di gestione della domanda per incrementare la quota di energia autoconsumata virtualmente all'interno della CER e gli incentivi percepiti dai suoi membri.

Lo studio di alcune piattaforme europee come Piclo Flex consentirà di evidenziare le opportunità date dalla partecipazione alla fornitura di flessibilità alle reti di distribuzione per lo sviluppo delle CER e del sistema. L'approfondimento dei benefici ottenibili dall'integrazione di tecnologie come la blockchain e da un maggiore coinvolgimento dei player energetici consentirà di arricchire la prospettiva sulle possibilità future delle comunità di energia rinnovabile all'interno del mercato elettrico locale.

INDICE

INTRODUZIONE	3
1. CONTESTO NORMATIVO	5
1.1 Normativa europea.....	5
1.1.1 La transizione energetica e il CEP	5
1.1.2 La RED II.....	6
1.1.3 Mix energetico: dal 32% al 45%	9
1.2 Contesto normativo italiano.....	10
1.2.1 Fase sperimentale: il Decreto Milleproroghe, la delibera 318/2020 ed il D.M. 16 settembre 2020	11
1.2.2 Il Decreto Legislativo 199/2021.....	13
1.3 Il TIAD - Testo Integrato Autoconsumo Diffuso	16
1.3.1. Le configurazioni di autoconsumo possibili	17
1.3.2 I requisiti specifici che le CER devono rispettare per l'accesso al servizio... 19	
1.3.3 L'iter procedurale.....	20
1.3.4 Il ruolo del GSE.....	21
1.3.5 Il ruolo dei DSO	22
1.3.6 Il modello regolatorio virtuale	24
1.3.7 Consultazione pubblica del MASE	26
1.4 Conclusioni	29
2. LE CER	31
2.1 Dall'autoconsumo alla comunità: il prosumer.....	31
2.2 Le CER in Europa.....	35
2.3 Le Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia	41

2.4 La prima CER italiana	44
2.5 Conclusioni	55
3. LE CER NEL MERCATO ELETTRICO IN EVOLUZIONE.....	57
3.1 Il ruolo delle fonti di energia rinnovabile nella transizione energetica	57
3.2 Sistemi di accumulo.....	61
3.3 Gestione della domanda.....	64
3.4 L'evoluzione della rete di distribuzione	65
3.5 Verso un mercato della flessibilità.....	68
3.6 Le possibilità offerte della tecnologia blockchain	73
3.7 Verso un maggior coinvolgimento delle utility	77
3.8 Conclusioni	78
CONCLUSIONI.....	81
BIBLIOGRAFIA	85
ELENCO DELLE FIGURE	89

INTRODUZIONE

Le Comunità di Energia Rinnovabili sono uno dei temi più presenti nel dibattito sulle politiche energetiche degli ultimi anni. La drammatica attualità della lotta alla crisi climatica e la necessità di ottenere l'indipendenza energetica a livello europeo pongono al centro delle strategie politico-economiche internazionali la transizione energetica e lo sviluppo di forme di produzione sostenibili. In questo contesto le CER possono dare il loro contributo quali strumenti di emancipazione dei consumatori e di impegno attivo delle comunità verso lo sviluppo e l'implementazione di pratiche capaci di avere un effetto diretto dal punto di vista economico, ambientale e sociale.

Questo elaborato mira ad approfondire le potenzialità delle comunità di energia rinnovabile fornendo, nel primo capitolo, un'analisi del contesto normativo europeo in materia energetica e climatica in cui si inseriscono. Infatti, a partire dal CEP fino al più recente REPowerEU, l'Unione Europea ha fortemente manifestato negli ultimi anni il proprio impegno nello sviluppo di un mercato energetico che sia al contempo efficiente, flessibile ed equo, al fine di raggiungere gli obiettivi posti al 2050. Successivamente, sarà presentato il contesto normativo italiano, delineando sia la prima fase di recepimento sperimentale che la successiva implementazione definitiva che ha attuato la direttiva europea RED II. La definizione del contesto in cui si inseriscono le comunità consentirà di metterne in evidenza le caratteristiche principali, il contesto geografico e le finalità perseguite. Il primo capitolo si conclude con l'analisi della delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA con cui viene previsto il modello regolatorio virtuale adottato al fine di valorizzare l'autoconsumo diffuso a livello locale. Il quadro normativo consentirà di analizzare il contesto attuale sottolineando le attuali mancanze ed i possibili sviluppi.

Nel secondo capitolo verranno analizzate le CER sia dal punto di vista definitorio che attraverso le modalità attraverso cui si svolge il loro funzionamento operativo. Verrà dunque presentata la figura del prosumer, elemento centrale del concetto di comunità

energetica. Dopo una prima parte in cui verrà analizzato il contesto europeo, in particolare con le posizioni di Germania e Danimarca in materia di comunità di energia rinnovabile, si propone l'approfondimento di un caso studio italiano della CER di Magliano Alpi. L'analisi della prima CER italiana mostrerà il funzionamento pratico di una configurazione di autoconsumo diffuso con un numero limitato di elementi e permetterà di evidenziare sia i possibili benefici economici ed ambientali che la partecipazione ad una configurazione di questo tipo può dare, sia le elevate possibilità che possono aprirsi con una maggiore implementazione tecnologica.

Nel terzo capitolo verrà analizzato nel dettaglio il ruolo delle CER all'interno del mercato elettrico e le possibilità date dall'implementazione dei sistemi di accumulo e da una efficiente gestione della domanda. Le tecnologie di storage e le pratiche di *demand response* hanno degli importanti effetti sulle prestazioni energetiche ed economiche delle comunità e sulle possibilità di interagire con il DSO. Verrà quindi presentato il modo in cui si sta evolvendo la rete di distribuzione nazionale soprattutto in virtù del sempre crescente impatto delle risorse di energia distribuita. In tal senso, verranno presentati due casi virtuosi europei come ComESTo e EU-SysFlex. Successivamente, saranno presentate le possibilità offerte dallo sviluppo di un mercato della flessibilità nella rete di distribuzione, analizzando le più significative piattaforme europee sviluppate negli ultimi anni (Piclo Flex, GOPACS, NODES, Enera) ed i principali interrogativi che riguardano le sue modalità di funzionamento. Infine, verranno presentate le possibilità offerte allo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile dall'utilizzo di tecnologie innovative come la blockchain e dal supporto tecnico finanziario dei player energetici.

1. CONTESTO NORMATIVO

Nel presente capitolo si provvederà a delineare i principali passaggi che hanno definito il contesto normativo europeo e italiano in materia di comunità di energia rinnovabile negli ultimi anni.

1.1 Normativa europea

1.1.1 La transizione energetica e il CEP

Per comprendere il concetto di comunità di energia rinnovabile che sarà oggetto di questa trattazione, occorre prima di tutto fare riferimento alle politiche europee in materia energetica e climatica ed agli obiettivi che le guidano e definiscono. È infatti all'interno di tale processo di transizione energetica che trovano spazio le esperienze delle comunità energetiche in Europa.

Passaggio fondamentale della politica energetica dell'Unione Europea in tal senso è l'adozione del *Clean Energy Package for all Europeans* (CEP) [1], inaugurato dalla Commissione nel 2016 sulla scia degli obiettivi prefissati dall'Accordo di Parigi¹. Il CEP si compone di 8 leggi e mira al perseguimento di 5 obiettivi fondamentali: efficienza energetica, incremento delle rinnovabili, migliore governance dell'Unione dell'Energia, più diritti per i consumatori, mercato dell'energia elettrica più *smart* ed efficiente. Tra gli effetti fondamentali che si intendono assicurare tramite il perseguimento degli obiettivi appena richiamati, risulta di particolare interesse la centralità di cui vengono investiti i consumatori:

I consumatori devono essere al centro del nuovo sistema energetico europeo: il miglioramento delle norme darà loro una maggiore flessibilità e una migliore protezione,

¹ L'Accordo di Parigi è un trattato internazionale siglato nel 2015 in occasione della XXI Conferenza delle parti della Convenzione sui cambiamenti climatici (COP21), al fine di contrastare il riscaldamento globale.

ma gli permetterà anche di prendere le proprie decisioni su come produrre, immagazzinare, vendere o condividere la propria energia.²

L'Unione Europea, tramite il CEP, si impegna dunque nello sviluppo di un mercato energetico più efficiente, flessibile ed equo che riduca la propria dipendenza da fonti fossili e, al contempo, migliori la propria *governance* dando maggiore centralità e libertà ai consumatori all'interno dei mercati dell'energia. Gli utenti finali dei singoli Stati membri avranno infatti l'opportunità di scegliere le proprie fonti di approvvigionamento e di produrre e vendere energia autonomamente. Inoltre, gli Stati membri si impegnano affinché i gestori dei sistemi di rete, sia di trasmissione che di distribuzione, rispettino il principio di "*energy efficiency first*" per quanto riguarda la pianificazione e lo sviluppo della rete, sviluppando soluzioni innovative anche attraverso una regolamentazione che preveda l'erogazione di incentivi. Il principio "*energy efficiency first*" si esplica praticamente nel perseguimento di tre obiettivi: ridurre di almeno il 40% le emissioni di gas serra, incrementare l'utilizzo delle rinnovabili ad almeno il 32% del consumo energetico e raggiungere almeno il 32,5% di efficienza energetica.

1.1.2 La RED II

Tra i provvedimenti legislativi che compongono il CEP, risulta di particolare rilevanza la direttiva UE 2018/2001 (RED II) dell'11 dicembre 2018 sulla produzione dell'energia da fonti rinnovabili [2]. È nella RED II che trova per la prima volta spazio il concetto di Comunità di Energia Rinnovabile (CER).

La RED II mira a incentivare tra gli Stati membri lo sviluppo di energia da fonti rinnovabili, anche attraverso il coinvolgimento attivo dei clienti finali³ e norma «modelli di partecipazione a complessità crescente» [4], dall'autoconsumo del singolo, passando per l'autoconsumo collettivo, alla costituzione di vere e proprie Comunità di Energia Rinnovabile.

Nell'ordine, si definisce "autoconsumatore di energia rinnovabile":

un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta

² CEP p. 12.

³ Si definisce cliente finale: «il cliente che acquista energia elettrica per uso proprio» [3].

purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale.⁴

Se gli “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente” sono quei soggetti che partecipano collettivamente all’attività di autoconsumo all’interno dello stesso complesso abitativo (palazzo o condominio), si definisce Comunità di Energia Rinnovabile un soggetto giuridico che:

- a) si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
- b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
- c) il cui obiettivo principale è 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;⁵

Si perviene quindi alla definizione di CER delineando un coinvolgimento sempre maggiore del singolo utente alla gestione della rete. L’autoconsumatore di energia rinnovabile è qualsiasi soggetto che consuma l’energia che produce da fonti rinnovabili o che la immagazzina e la vende, senza che questo però costituisca il fine principale della sua attività produttiva. Egli è, quindi, quell’entità che cessa di essere mero consumatore passivo per partecipare attivamente alla gestione dei flussi energetici della rete. Tale trasformazione si realizza completamente nella costituzione di una vera e propria entità giuridica differente, che prende il nome di Comunità di Energia Rinnovabile. In particolare, preme sottolineare come nella definizione di CER risultino centrali due elementi: uno organizzativo e l’altro sociale. Infatti, in primo luogo la CER si definisce per il suo modello organizzativo: essa è un soggetto autonomo formato da individui che decidono di partecipare attivamente in maniera volontaria all’attività della comunità di produzione e consumo di energia da fonti rinnovabili. Secondariamente, essa viene definita dagli obiettivi che persegue: la sua attività è finalizzata a fornire benefici diffusi in termini sociali, ambientali ed economici alla comunità in cui si inserisce. Infatti, le CER inserendosi in un’ottica di transizione energetica volta al contrasto della crisi climatica, devono superare la logica del profitto economico-finanziario.

⁴ RED II art. 2.

⁵ RED II art. 2.

La RED II, dopo aver definito le tre forme di partecipazione dei clienti finali alla produzione di energia da fonti rinnovabili appena analizzate, dedica gli articoli 21 e 22 alle condizioni che gli Stati membri devono garantire per incentivare queste modalità. In particolare, si prevede che i paesi autorizzino gli autoconsumatori e le comunità a produrre energia, immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione senza essere soggetti a procedure discriminatorie. Tale attività di produzione di energia non deve comportare una modifica dello stato giuridico dei soggetti coinvolti, in quanto gli autoconsumatori di energia elettrica da fonti rinnovabili, anche laddove partecipino alle CER, devono «mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali». L'articolo 22 comma 2 lettera c prevede che gli Stati membri assicurino il diritto delle CER di accedere in modo non discriminatorio a tutti i mercati dell'energia elettrica in maniera diretta o mediante aggregazione.

Inoltre, al fine di favorire lo sviluppo dell'autoconsumo da energia rinnovabile, si prevede che i soggetti ricevano una remunerazione per l'energia autoprodotta che viene immessa in rete. Allo stesso tempo, gli stati membri provvederanno alla rimozione delle barriere esistenti nelle loro aree di competenza territoriali ed a facilitare l'accesso anche ai consumatori appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili.

Compatibilmente agli obiettivi dichiarati dal *Community Energy for all Europeans Package*, l'articolo 3 della direttiva analizzata fissa quale «obiettivo vincolante complessivo dell'Unione per il 2030» il raggiungimento del 32% della quota di energia da fonti rinnovabili sul totale dell'energia consumata nell'Unione. Al fine di perseguire tale obiettivo, la Commissione si impegna a finanziare progetti nazionali volti ad assicurare una transizione equa verso le fonti rinnovabili, con particolari attenzioni nei confronti della rete elettrica. Tale impegno si realizza lungo direzioni differenti:

- aumentare la flessibilità del sistema energetico, integrando le fonti rinnovabili all'interno del sistema e assicurando al contempo la stabilità della rete e la gestione delle congestioni della rete stessa;
- sviluppare l'infrastruttura della rete di trasformazione e di distribuzione,

- sviluppare reti intelligenti, impianti di stoccaggio, e interconnessioni per aumentare la penetrazione e l'apporto dell'energia da fonti rinnovabili al sistema elettrico.

1.1.3 Mix energetico: dal 32% al 45%

Un ulteriore passo in avanti nella definizione della strategia europea di contrasto alla crisi climatica è rappresentato dal Green Deal europeo [5]. Dal 2019 il Green Deal Europeo segna l'inizio di un nuovo programma di crescita con l'obiettivo di trasformare l'UE in un'economia moderna ed efficiente sotto il profilo delle risorse, perseguendo tre principali obiettivi:

- porre fine alle emissioni nette di gas serra entro il 2050 (neutralità climatica);
- dissociare la crescita economica dall'uso delle risorse;
- nessuno deve essere escluso dal processo di transizione.

Il Green Deal Europeo ribadisce l'impegno dell'Unione Europea a favore di un processo di crescita sostenibile ed inclusiva nel contesto interno e internazionale, che preveda come elementi fondamentali la riduzione delle emissioni e il coinvolgimento e la tutela dei consumatori. Passaggio imprescindibile di tale azione è lo stanziamento di ingenti fondi pubblici e l'attrazione di significativi capitali privati, sia a livello europeo che dei singoli Stati membri, per sostenere interventi a favore del clima e dell'ambiente e ridurre la dipendenza da fonti di energia non rinnovabili.

Il Consiglio europeo, con l'approvazione nel 2019 degli obiettivi atti al conseguimento della neutralità climatica dell'Unione entro il 2050, riconosce la necessità di predisporre un quadro favorevole che vada a beneficio di tutti gli Stati membri, al fine di assicurare una transizione efficiente in termini di costi, che sia giusta ed al contempo socialmente equilibrata ed equa.

Sul solco della direzione tracciata dal Green Deal europeo, la Commissione nel luglio del 2021 ha presentato un pacchetto di riforme denominato *Fit for 55%* al fine di raggiungere entro il 2030 l'obiettivo dichiarato⁶ di riduzione delle emissioni nette di gas serra di

⁶ Obiettivo sancito dal Regolamento UE 2021/1999 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica.

almeno il 55% rispetto al 1990 e procedere verso il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050 [6]. All'interno di questo pacchetto, si prevede una revisione della direttiva sulle energie rinnovabili, innalzando al 40% entro il 2030 l'iniziale obiettivo del 32% di fonti rinnovabili nel mix energetico (stabilito dall'articolo 3 della RED II sopra analizzato).

Meno di un anno dopo, nel maggio del 2022, la Commissione propone una modifica di questo programma strategico, in considerazione delle profonde conseguenze subite dal mercato energetico mondiale a causa della mutata realtà geopolitica. Nello specifico, con il piano *REPowerEU* la Commissione europea, al fine di accelerare il processo di transizione verso l'energia pulita e l'indipendenza energetica dell'Europa, porta al 42,5% l'obiettivo in materia di energie rinnovabili per il 2030, con l'ambizione di raggiungere il 45% [7]. Rispetto a tale incremento è stato trovato un accordo provvisorio tra gli Stati membri, nel marzo 2023 [8]. Il raggiungimento dell'ambizioso obiettivo del 45% consentirebbe di raddoppiare l'attuale quota di energie rinnovabili nell'UE, portando le capacità totali di produzione di energia rinnovabile a 1236 GW entro il 2030.

La sottoscrizione di questi ulteriori impegni a livello europeo, nel contrasto alla crisi climatica apre ad una probabile modifica della direttiva RED II finalizzata all'adeguamento della normativa agli obiettivi dichiarati. Fino ad allora, la RED II continuerà a rappresentare il principale riferimento normativo europeo in materia di energia da fonti rinnovabili.

1.2 Contesto normativo italiano

La disciplina delle forme di autoconsumo da fonti rinnovabili trova spazio nel contesto normativo italiano attraverso una serie di interventi legislativi, volti al recepimento delle direttive europee sopra analizzate, di provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), finalizzati a disciplinare l'accesso al sistema elettrico di queste configurazioni e di decreti ministeriali per le incentivazioni.

In sintesi, il recepimento della direttiva RED II nel quadro normativo italiano avviene secondo due fasi successive non ancora concluse. Inizialmente si inaugura una fase sperimentale attraverso l'approvazione di tre atti: la cornice legislativa configurata

dall'art. 42-bis del D.L. 162/2019, così come convertito dalla L. 8/2020, il modello di regolazione configurato dalla delibera ARERA 318/2020/R/eel e il sistema di incentivi approvato dal decreto ministeriale del MISE del 16 settembre 2020. La seconda fase, finalizzata al recepimento definitivo, si compone: del decreto legislativo 199/2021, che ha attuato definitivamente la RED II; della delibera ARERA 727/2022/R/eel (TIAD), che ha ridefinito il modello regolatorio virtuale; del decreto ministeriale non ancora approvato, finalizzato all'aggiornamento degli incentivi.

1.2.1 Fase sperimentale: il Decreto Milleproroghe, la delibera 318/2020 ed il D.M. 16 settembre 2020

L'articolo 36 della RED II fissava come termine ultimo per l'adeguamento della legislazione degli Stati membri alle disposizioni previste dal testo il 30 giugno 2021. La legislazione italiana ha provveduto inizialmente con il D.L. 162/2019 (c.d. Milleproroghe) convertito dalla Legge 8/2020.

In particolare, l'art. 42-bis del decreto è dedicato all'attuazione delle disposizioni contenute negli articoli 21 e 22 della direttiva UE 2018/2001 sopra analizzati e autorizza e disciplina una fase di sperimentazione per quanto riguarda l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e la costituzione di comunità energetiche rinnovabili [9]. L'articolo in oggetto introduce una serie di condizioni che tali entità giuridiche devono rispettare, tra cui i seguenti punti:

- 1) la potenza complessiva degli impianti partecipanti all'autoconsumo non deve essere superiore a 200 kW;
- 2) gli impianti di autoconsumo devono entrare in esercizio dopo il 1° marzo 2021 (entrata in vigore della L. 8/2020);
- 3) i punti di prelievo e immissione: nel caso delle CER devono sottostare alla medesima cabina di trasformazione media tensione/bassa tensione e nel caso degli autoconsumatori collettivi devono trovarsi nello stesso edificio o condominio;
- 4) I soggetti coinvolti devono utilizzare la rete di distribuzione esistente.
- 5) L'energia condivisa è pari al minimo tra l'energia immessa in rete e l'energia consumata dai soggetti della comunità in un'ora.

- 6) i rapporti tra gli autoconsumatori che agiscono collettivamente e tra i componenti delle CER devono essere regolati da un contratto di diritto privato che individua un soggetto unico, che rappresenta l'unione e che gestisce i rapporti con i venditori e il Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Inoltre, il decreto legge demanda all'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) l'adozione di provvedimenti volti a disciplinare: il ruolo dei DSO (Distribution System Operators) e del TSO (Transmission System Operator) nell'implementazione delle modalità di attuazione delle configurazioni; l'individuazione delle tariffe da applicare; la predisposizione di un sistema di monitoraggio continuo; il coinvolgimento delle pubbliche amministrazioni nella creazione di comunità di energia rinnovabile e nelle altre forme di autoconsumo.

Da ultimo, il decreto stabilisce i criteri in base ai quali il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) deve predisporre la tariffa per incentivare la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili. Tale tariffa deve: essere erogata dal GSE, premiare l'autoconsumo e l'accumulo e garantire la redditività degli investimenti. Il MiSE ha provveduto con decreto del 16 settembre 2020 [10] a individuare detta tariffa (art.3) in misura di:

- 100 €/MWh nel caso di impianti di autoconsumo collettivo
- 110 €/MWh nel caso di comunità energetica rinnovabile.

La tariffa incentivante prevista è configurata come un *feed-in-premium* ovvero un premio che si aggiunge al prezzo di vendita dell'energia sul mercato. La finalità dell'incentivo, secondo quanto previsto dal D.L. 162/2019, è andare verso la sostituzione del meccanismo dello scambio sul posto (*net metering*)⁷.

Nel 2020 con la delibera 318/2020/R/eel ARERA, sulla base di quanto previsto dal D.L. 162/2019, ha avviato in via transitoria la regolazione economica dell'energia elettrica

⁷ Il meccanismo di scambio sul posto è una forma di autoconsumo di tipo differito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un dato momento con quella prelevata e consumata in un momento differente. Esso è regolato dall'allegato A alla deliberazione ARERA. 570/2012/R/eel, testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto.

condivisa dai gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile e dalle comunità di energia rinnovabile, definendo il modello di regolazione e gli incentivi da riconoscere [11]. L'Autorità ha quindi deciso di utilizzare un modello di regolazione di tipo virtuale, che prevede l'erogazione di benefici economici in funzione dell'autoconsumo dell'energia prodotta e che consiste nella restituzione di alcune componenti sulla stessa. Questo modello virtuale prevede dunque che il GSE eroghi il “servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa”⁸ per le configurazioni di: gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile. Pertanto, per ciascun kWh di energia elettrica condivisa e per 20 anni, il GSE riconosce un corrispettivo unitario di circa 8 €/MWh nel caso delle CER e di circa 10 €/MWh nel caso degli autoconsumatori collettivi. A tale contributo si somma la tariffa prevista dal MiSE.

Le modalità di erogazione di questi contributi e le compatibilità con ulteriori agevolazioni, sono disciplinate dalle Regole Tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa, pubblicate dal GSE in data 22 dicembre 2020 e successivamente aggiornate il 4 aprile 2022 [12].

1.2.2 Il Decreto Legislativo 199/2021

Con il D.lgs. 199/2021 si provvede definitivamente all'attuazione della direttiva UE 2018/2001, introducendo sostanziali cambiamenti alla normativa sull'autoconsumo da fonti rinnovabili introdotta dall'art. 42-bis del decreto-legge Milleproroghe 2019. Queste novità consentono di superare alcune delle criticità emerse durante la fase sperimentale precedente.

L'articolo 8, dedicato all'aggiornamento della regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia, definisce le caratteristiche degli impianti che potranno accedere al finanziamento [13]:

- impianti a fonti rinnovabili con potenza massima consentita inferiore a 1 MW.
- gli impianti devono essere sottesi alla medesima cabina primaria.

⁸ Si definisce “energia elettrica condivisa”: il minimo, su base oraria, tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dai punti di connessione associati situati nella stessa zona di mercato.

Si supera quindi il precedente limite di 200 kW e si passa da una connessione in cabina MT/BT a una connessione AT/MT, estendendo la possibile area geografica per le configurazioni. L'energia può inoltre essere condivisa nell'ambito della stessa zona di mercato (art. 31 c. 2).

L'articolo 30 comma 1 disciplina le due modalità con cui un cliente finale può diventare autoconsumatore individuale producendo energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo: o «realizzando un impianto di produzione a fonti rinnovabili direttamente interconnesso all'utenza del cliente finale» o «con uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l'autoconsumatore opera». Rispetto alla seconda modalità è intervenuto il D.L. 17/2022, convertito dalla L. 34/2022, specificando che tale impianto può o utilizzare «direttamente la rete di distribuzione esistente» o «essere direttamente interconnesso all'utenza del cliente finale con un collegamento diretto di lunghezza non superiore a 10 chilometri» con la condizione che a tale collegamento non siano allacciate «utenze diverse da quelle dell'unità di produzione e dell'unità di consumo» [14].

L'articolo 30 comma 2 è invece dedicato agli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente [13]. Si prevede che essi debbano trovarsi nel medesimo edificio o condominio, che possano realizzare impianti comuni e utilizzare la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta anche utilizzando impianti di accumulo. Si ribadisce inoltre il principio secondo cui l'energia autoprodotta debba essere utilizzata principalmente per l'autoconsumo ma, si prevede la possibilità di accumulare e vendere le eccedenze anche tramite la mediazione di un aggregatore.

Alle comunità di energia rinnovabile è invece dedicato l'articolo 31. Riprendendo quanto stabilito dalla RED II, si proclama quale obiettivo principale delle CER il perseguimento di benefici ambientali, economici e sociali per la comunità e i suoi membri. Fermo restando la centralità delle finalità sociali rispetto al profitto economico-finanziario, si prevedono ulteriori attività in cui le CER possono impegnarsi rispetto agli ambiti della domotica, della ricarica dei veicoli elettrici, dell'efficienza energetica, dei servizi ancillari e di flessibilità, così come assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio. Inoltre, l'articolo amplia la platea di soggetti autorizzati a partecipare alle CER aggiungendo alle

persone fisiche, alle PMI e agli enti territoriali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi e gli enti del terzo settore.

Rispetto alla produzione e condivisione di energia si specifica che: ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti nella disponibilità e sotto il controllo della comunità; l'energia autoprodotta deve essere utilizzata in via prioritaria per l'autoconsumo istantaneo; l'energia in eccesso può essere accumulata e venduta.

Infine, risultano di particolare importanza le previsioni contenute nell'articolo 32 riguardo le modalità di interazione tra le configurazioni di autoconsumo ed il sistema energetico. Si riconosce ai clienti finali la possibilità di:

- mantenere i propri diritti di cliente finale compresa la possibilità di scegliere il proprio venditore;
- recedere in qualsiasi momento dalla configurazione in essere, fermo restando il pagamento di eventuali corrispettivi previsti dal contratto nel caso di recesso anticipato;
- identificare un soggetto responsabile della ripartizione dell'energia condivisa, che può anche avere il compito di regolare la compravendita dell'energia in eccesso ed i rapporti con il GSE.

La tabella sottostante fornisce un quadro riassuntivo delle principali differenze tra il regime transitorio ed il regime definitivo delle Comunità di Energia Rinnovabile in Italia:

	RECEPIMENTO TRANSITORIO (Art. 42bis del D.L. 162/2019)	RECEPIMENTO DEFINITIVO (D.L. 199/2021)
Taglia massima singolo impianto	200 kW	1000 kW
Estensione territoriale	utenti di bassa tensione (BT) afferenti alla stessa cabina (cabina secondaria)	utenti di media tensione (MT) afferenti alla stessa cabina (cabina primaria)
Membri che possono aderire	privati, enti territoriali e autorità locali compresi comuni, PMI	tutti i clienti finali, fermo che il controllo è riservato a privati, enti territoriali e autorità locali compresi comuni, Università, PMI, enti di ricerca e formazione, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale
Anno di realizzazione impianti da FER	possono accedere solo i nuovi impianti (entrati in esercizio dal 1° marzo 2020)	possibilità di includere impianti antecedenti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 199/2021

Fig. 1: Recepimento transitorio e definitivo della RED II [15]

L'interesse verso le Comunità di Energia Rinnovabile, quali utili strumenti per perseguire la transizione energetica e l'abbattimento delle emissioni inquinanti sulla base degli obiettivi europei verso il 2050, è stato ribadito dallo stanziamento di 2,2 miliardi del capitolo M2C2 - Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) al finanziamento delle CER e dell'autoconsumo. Tale sostegno intende «focalizzarsi sulle aree in cui si prevede il maggior impatto socio-territoriale», individuando quali destinatari specifici «Pubbliche Amministrazioni, famiglie e microimprese in Comuni con meno di 5.000 abitanti, sostenendo così l'economia dei piccoli Comuni, spesso a rischi di spopolamento, e rafforzando la coesione sociale» [16].

1.3 Il TIAD - Testo Integrato Autoconsumo Diffuso

Sulla base dell'effettivo recepimento della direttiva 2018/2001 avvenuto con il D. lgs. 199/2021 e delle modifiche apportate rispetto alla precedente normativa prevista dal D. L. Milleproroghe 2019, l'ARERA ha approvato il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) con la delibera 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022.

In questa sezione verranno analizzate: le configurazioni di autoconsumo diffuso ammesse dal TIAD (art. 1)⁹; i requisiti richiesti alle CER per l'accesso al servizio per

⁹ Gli articoli del TIAD cui si fa riferimento in questa sezione si riferiscono all'Allegato A [17].

l'autoconsumo diffuso (art. 3.4); l'iter procedurale per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso (art. 4); il ruolo e gli adempimenti del GSE (artt. 6 e 11); il ruolo dei DSO (art. 10).

1.3.1. Le configurazioni di autoconsumo possibili

Il TIAD [17] disciplina le modalità per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per le seguenti configurazioni (art.1):

1. autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione
2. autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza con linea diretta
3. gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente
4. comunità energetica rinnovabile (CER)
5. cliente attivo a distanza che utilizza la rete di distribuzione
6. gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente
7. comunità energetica dei cittadini (CEC)

Se le prime quattro configurazioni di autoconsumo diffuso si riferiscono alle casistiche finora analizzate, occorre un ulteriore chiarimento rispetto alle ultime tre. Le modalità di cliente attivo, gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente e CEC sono definite dalla direttiva UE 2019/944 [18], relativa alle norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e attuata dalla legislazione italiana con il D. lgs. 210/2021 [19] secondo quanto segue:

- Il termine “cliente attivo” indica un cliente finale o più clienti finali che agiscono collettivamente all'interno dello stesso edificio/condominio che producono, accumulano o vendono energia elettrica autoprodotta o partecipano a «meccanismi di efficienza energetica o di flessibilità» (art. 3 com.2).
- La fattispecie “gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente” si riferisce a un gruppo di clienti attivi che regolano i rapporti tra di essi tramite la sottoscrizione di un contratto e individuano un soggetto responsabile (art. 14)

- La “comunità energetica dei cittadini” invece è un soggetto giuridico formato su base volontaria per perseguire fini sociali e ambientali a livello di comunità e che può «partecipare alla generazione, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci» (art. 3 com. 3)

Sebbene le CEC condividano diverse tra le caratteristiche finora analizzate relative alle CER, in particolare per quanto riguarda le forme di partecipazione e gli obiettivi perseguiti, se ne differenziano soprattutto per un elemento fondamentale che riguarda il tipo di fonti utilizzate. Le CER, per essere tali, devono necessariamente utilizzare impianti di produzione da fonti di energia rinnovabile (FER). Inoltre, per le CEC, non avendo limiti di taglia, si prevede la possibilità di partecipare ad una serie di attività molto più ampie rispetto al perimetro proprio delle CER.

La tabella seguente riepiloga le differenti modalità di autoconsumo diffuso considerate nel TIAD:

Classi	Tipologie	Definizione	Caratteristiche	Fonti usate per la produzione	Utenti	Referente
autoconsumatori individuali a distanza	autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione	art. 30, comma 1, lettera a), numero 2.2), dlgs 199/221	1 cliente finale con una o più unità di consumo appartenenti alla stessa zona di mercato + uno o più produttori con uno o più impianti di produzione ubicati nella stessa zona di mercato delle unità di consumo. Le unità di consumo e gli impianti di produzione sono ubicati in aree nella piena disponibilità del cliente	Fonti rinnovabili	1 cliente finale e uno o più produttori. I produttori possono essere diversi dal cliente purché soggetti alle istruzioni del cliente	Il cliente finale
	cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione	art. 3, comma 2, dlgs 210/21		Tutte		
	autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta che sceglie il trattamento previsto per l'autoconsumo a distanza su rete di distribuzione	art. 30, comma 1, lettera a), numero 2.1), dlgs 199/221	1 cliente finale con 1 unità di consumo + 1 produttore con 1 impianto di produzione, collegati da linea diretta avente lunghezza non superiore a 10 km	Fonti rinnovabili	1 cliente finale e 1 produttore. Il produttore può essere diverso dal cliente purché soggetto alle istruzioni del cliente	
gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici e condomini	gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente	art. 2, comma 1, lettera o), dlgs 199/21	Gruppo composto da clienti finali e/o produttori titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio. Gli impianti di produzione possono essere altrove, purché nella stessa zona di mercato e in aree nella piena disponibilità di uno o più clienti facenti parte della configurazione	Fonti rinnovabili	Clienti finali, produttori. Gli impianti possono essere gestiti da soggetti esterni al gruppo, purché soggetti alle istruzioni di uno o più clienti facenti parte della configurazione	Uno dei clienti finali scelto dal gruppo o il legale rappresentante dell'edificio o condominio (se presenti)
	gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente	art. 14, comma 4, dlgs 210/21		Tutte		
comunità energetiche	comunità energetica rinnovabile o comunità di energia rinnovabile	art. 31, dlgs 199/21	Soggetto giuridico senza scopo di lucro, i cui membri sono clienti finali e/o produttori nel rispetto delle definizioni, titolari di punti di connessione ubicati nella medesima zona di mercato	Fonti rinnovabili, utilizzate tramite impianti di produzione entrati in esercizio dopo il 15 dicembre 2021 o già ammessi a comunità energetiche ai sensi del DL 162/19. Sono ammessi anche impianti di produzione entrati in esercizio prima del 15 dicembre 2021 purché la loro potenza non superi il 30% del totale	Clienti finali, produttori. Gli impianti possono essere gestiti da soggetti diversi dalla comunità, purché in relazione all'energia immessa gli impianti di produzione siano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità	Comunità energetica
	comunità energetica dei cittadini	art. 3, comma 3, dlgs 210/21		Tutte		

Fig. 2: Configurazioni di autoconsumo previste dal TIAD (fonte ARERA)

1.3.2 I requisiti specifici che le CER devono rispettare per l'accesso al servizio

Il TIAD prevede un modello regolatorio virtuale che consente di valorizzare l'autoconsumo diffuso reale senza prevedere l'installazione di nuovi componenti hardware e, allo stesso tempo, in grado di garantire la massima flessibilità e semplicità ai soggetti che vi partecipano. Il modello regolatorio virtuale consente infatti ad ogni soggetto partecipante di modificare le proprie scelte con facilità, sia in relazione alla configurazione di autoconsumo, sia rispetto alle proprie scelte di approvvigionamento, proprio perché non comporta la creazione di nuove connessioni e di nuovi collegamenti elettrici. Per accedere a tale servizio bisogna rispettare una serie di requisiti in base alla configurazione prescelta, che nel caso delle CER sono:

- i soggetti facenti parte della configurazione devono essere clienti finali e/o produttori con punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato (art. 3.4 let. a)
- i membri della comunità devono nominare un referente con il mandato di costituire e gestire la configurazione (art.3.4. let. e).

Prima di procedere, è necessario quindi definire cosa si intende per zona di mercato. Le zone di mercato sono aggregati di zone geografiche caratterizzate da uno stesso prezzo zonale dell'energia. Tali zone sono porzioni di reti di trasmissioni per le quali esistono dei limiti fisici di transito dell'energia con le zone confinanti, al fine di garantire la sicurezza, l'efficienza e la robustezza del sistema elettrico nazionale. Le zone di mercato in Italia sono 7: Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna. Tali zone sono interconnesse con le limitrofe zone europee: il Nord con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia; il Centro-Nord e la Sardegna con la Corsica; il Centro-Sud col Montenegro; il Sud con la Grecia, la Sicilia con Malta.



Fig. 3: Zone di mercato italiane (fonte Terna)

1.3.3 L'iter procedurale

Le configurazioni di autoconsumo al fine di accedere al servizio per l'autoconsumo diffuso devono seguire un iter specifico disciplinato dall'articolo 4 [17].

La prima fase prevede la presentazione dell'istanza al GSE da parte del referente della configurazione (in base alla configurazione può essere un cliente finale, il rappresentante legale del condominio, la comunità energetica stessa oppure, in alternativa, questa funzione può essere demandata ad un soggetto terzo), secondo modalità e tempistiche definite dal GSE. L'istanza serve per ottenere dal GSE la valorizzazione dell'energia autoconsumata e l'erogazione dell'incentivo ove previsto.

La seconda fase prevede che il GSE, dopo aver verificato il rispetto dei requisiti previsti, stipuli un contratto con il referente della configurazione secondo uno schema definito dal GSE e comunichi a TERNA la configurazione scelta.

Lo schema seguente esemplifica la procedura da seguire nel caso delle CER:

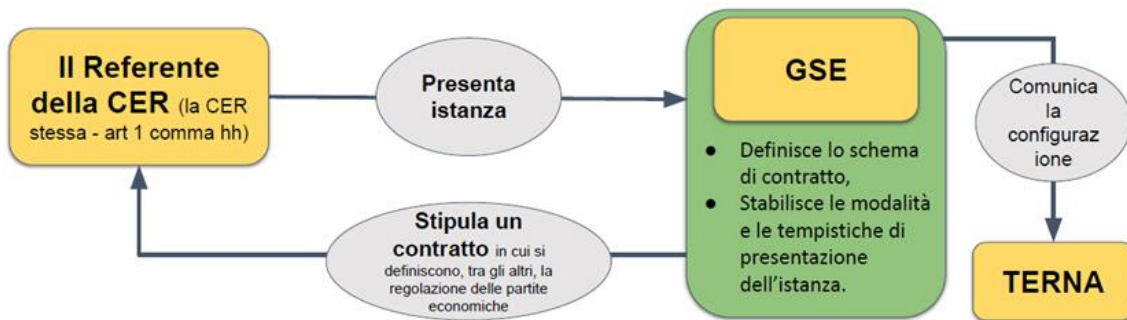


Fig. 4: Iter procedurale per l'accesso al servizio dell'autoconsumo diffuso (fonte Regione Piemonte)

1.3.4 Il ruolo del GSE

Il GSE è il soggetto cui è demandato il servizio dell'autoconsumo diffuso e le sue funzioni sono disciplinate in particolare dall'articolo 6 del TIAD. Per comprendere i compiti del GSE e le differenze esistenti tra le configurazioni previste occorre distinguere, rispetto all'energia coinvolta, tra energia elettrica condivisa, energia elettrica autoconsumata ed energia elettrica incentivata; identificando per ogni definizione il perimetro geografico di riferimento:

- Energia elettrica condivisa: è, in ogni ora e per l'insieme dei punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato che rilevano ai fini di una configurazione per l'autoconsumo diffuso, il minimo tra l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione e l'energia elettrica prelevata ai fini della condivisione (art. 1 let. t). Il perimetro geografico di riferimento è la zona di mercato.
- Energia elettrica autoconsumata (E_{ACV}): è, per ogni ora, l'energia elettrica condivisa afferente ai soli punti di connessione ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria. L'energia elettrica autoconsumata può essere suddivisa, ove necessario, per impianto di produzione, a partire dalle immissioni degli impianti di produzione entrati prima in esercizio. Il perimetro geografico è l'area sottesa alla medesima cabina primaria.
- Energia elettrica incentivata: è l'energia elettrica oggetto di incentivazione e suddivisa per impianto di produzione a partire da quelli entrati prima in esercizio. Il perimetro geografico è l'area sottesa alla medesima cabina primaria.

Ai fini del calcolo dell'energia elettrica autoconsumata rileva la definizione di cabina primaria, si tratta di «qualsiasi stazione elettrica alimentata in alta o altissima tensione provvista di almeno un trasformatore alta/media tensione o altissima/media tensione dedicato alla rete di distribuzione ovvero alla connessione di un SDC¹⁰» (art. 1 lett. g).

È al GSE che spetta il calcolo di queste componenti ed in particolare per le CER questo si traduce nel computo dell'energia elettrica condivisa oraria e mensile, dell'energia elettrica autoconsumata (E_{ACV}), del contributo su base mensile per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (C_{ACV}) e del contributo per l'energia oggetto di incentivazione ($CU_{Afa,m}$). Si ottiene dunque il contributo:

$$C_{ACV} = CU_{Afa,m} * E_{ACV}$$

dove $CU_{Afa,m}$ è pari alla parte unitaria variabile, espressa in c€/kWh, della tariffa di trasmissione ($TRAS_E$) definita per le utenze in bassa tensione.

Si incarica, inoltre, il GSE di predisporre il portale informatico (interoperabile con il sistema GAUDÌ¹¹) finalizzato all'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso, che consenta ai membri delle configurazioni l'accesso ed il caricamento dei dati, e indichi le aree sottese alle singole cabine primarie secondo quanto trasmesso dalle imprese distributrici (DSO).

1.3.5 Il ruolo dei DSO

Gli operatori del servizio di distribuzione individuano le aree sottese alla stessa cabina primaria per consentire l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso secondo i principi delineati dall'articolo 10 della delibera 727/22 Allegato A. Tale operazione deve avvenire in coordinamento tra le varie imprese distributrici operanti sul territorio nazionale per garantire l'uniformità dell'accesso al servizio nelle diverse aree geografiche. Le aree

¹⁰ I Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) sono reti di distribuzione di energia elettrica realizzate in contesti industriali o commerciali o di servizi e sono gestiti da soggetti che operano come distributori di energia elettrica.

¹¹ Il sistema GAUDÌ (Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione) è il portale istituito dall'ARERA con delibera ARG/elt 124/10 che consente di identificare in modo univoco gli impianti di produzione di energia elettrica presenti sul territorio nazionale. Tra le sue funzioni rientrano la raccolta dei dati anagrafici degli impianti di produzione di energia elettrica, il monitoraggio del loro ciclo di vita e la razionalizzazione del flusso informativo sull'anagrafica tra i vari operatori del sistema elettrico.

individuare devono essere pubblicate sui siti internet dei DSO, comunicate al GSE, ai fini della pubblicazione sul portale informatico, e aggiornate con cadenza biennale in modo da tenere conto delle evoluzioni delle reti elettriche.

Inoltre, al fine di garantire la massima fruibilità ai clienti che intendono accedere al servizio di autoconsumo diffuso, i DSO associano alle aree una serie di vie convenzionalmente afferenti alla medesima cabina primaria e realizzano i layer georeferenziati di tali aree assumendo come riferimento l'indirizzo di fornitura associato a ciascun POD¹². Al fine di verificare la coincidenza tra il punto di connessione e l'indirizzo di fornitura, comunicano al GSE una matrice di correlazione tra il POD e l'ubicazione del punto connessione (art. 10.6).

I DSO svolgono un ruolo fondamentale anche rispetto all'attività di gestione del servizio di autoconsumo diffuso operata dal GSE, in quanto responsabili, ai sensi degli articoli 6 e 7 dell'Allegato B al TIME (Testo Integrato Misura Elettrica)¹³, delle operazioni di gestione dei dati di misura nonché di natura commerciale dell'energia elettrica immessa e prelevata [20].

Ai sensi dell'articolo 8 dell'allegato A alla delibera 727/22 di ARERA, il GSE, dopo aver sottoscritto il contratto per la configurazione di autoconsumo, comunica al DSO entro 15 giorni l'elenco dei punti di connessione che insistono sulla propria rete e che hanno richiesto il servizio per l'autoconsumo diffuso. Successivamente, i distributori trasmettono al GSE i dati e le informazioni rispetto alle tipologie di punti di connessione e di prelievo relativi a ciascuna configurazione. I DSO comunicano inoltre le misure dell'energia elettrica immessa e prelevata tramite ciascun punto di connessione. È su questi dati che il GSE calcola la quantità di energia elettrica condivisa, autoconsumata ed incentivata.

¹² Il POD (Point of Delivery) è il codice alfanumerico che identifica in modo certo per ciascun cliente il punto di prelievo o immissione dell'energia elettrica nelle reti.

¹³ Il TIME è stato approvato dall'ARERA in data 27 dicembre 2019 con la delibera 568/2019/R/eel.

1.3.6 Il modello regolatorio virtuale

Con la delibera 727/22 l'ARERA conferma dunque il modello regolatorio virtuale previsto dalla delibera 318/2020 adattandolo alle nuove disposizioni normative. Tale modello, come anticipato, mira a incentivare le forme di autoconsumo diffuso garantendo la massima flessibilità e autonomia dei clienti finali. I soggetti che partecipano alle configurazioni di autoconsumo e accedono al servizio di autoconsumo diffuso mantengono infatti i propri diritti di consumatori senza subire procedure discriminatorie.

La delibera ARERA prevede quale termine iniziale di applicazione del TIAD l'ultima data tra l'1 marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica sull'aggiornamento degli incentivi. Il modello previsto dal TIAD non è quindi di fatto entrato in vigore, in quanto non è ancora stato emanato il decreto del MASE. In questa fase continua ad essere applicata la disciplina prevista dall'articolo 42-bis del decreto-legge 162/19, la delibera ARERA 318/2020 e il D.M. del 16 settembre 2020. Dall'entrata in vigore del nuovo decreto ministeriale sugli incentivi decadrà la delibera 318 del 2020 e troverà applicazione il sistema regolatorio virtuale previsto dal TIAD. Dalla stessa data, anche per le configurazioni realizzate secondo la disciplina transitoria, si applicherà il TIAD pur mantenendo gli incentivi acquisiti per tutta la durata dei 20 anni.

Riepilogando le modalità di accesso al servizio di autoconsumo diffuso, inizialmente il referente della configurazione presenta istanza al GSE per accedere al servizio tramite la sottoscrizione di un contratto e ottenere l'eventuale erogazione dell'incentivo. Anche dopo la sottoscrizione del contratto, i clienti ed i produttori che fanno parte di ciascuna configurazione mantengono la massima libertà rispetto all'acquisto e alla vendita dell'energia elettrica (ogni soggetto acquista e vende i propri prelievi e immissioni). Successivamente, dopo aver siglato gli accordi il GSE comunica ai DSO gli utenti che hanno effettuato l'accesso al servizio di autoconsumo diffuso per ottenere i dati di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata tramite ciascun punto di connessione appartenente a ciascuna configurazione. Il GSE, sulla base di questi dati, calcola la quantità di energia elettrica condivisa, la quantità di energia elettrica autoconsumata e la quantità di energia elettrica incentivata. Sulla base della quantità di energia elettrica autoconsumata e tenendo conto dei costi di rete evitati per effetto dell'autoconsumo, il

GSE riconosce al referente la valorizzazione dell'autoconsumo. Con questa modalità di calcolo si valorizza l'autoconsumo in funzione della miglior stima possibile dei benefici apportati al sistema elettrico. Inoltre, in relazione alla quantità di energia elettrica incentivata, riconosce al referente l'incentivo definito dal MiSE.

Il modello di regolazione virtuale, così come non disciplina le modalità di organizzazione interne delle configurazioni di autoconsumo diffuso, non regola le modalità di ripartizione degli importi ricevuti tra i membri delle configurazioni previste, lasciando ampia libertà ai soggetti coinvolti. Questa mancanza, se da una parte può essere considerata come elemento di flessibilità del sistema, dall'altra lascia delle perplessità rispetto all'equa ripartizione economica delle somme ricevute in virtù della partecipazione al servizio di autoconsumo diffuso. Problematica che si manifesta con particolare intensità rispetto alle CER, i cui membri partecipano all'attività di autoconsumo comunitaria secondo modalità e impegni molto differenti.

Con il modello regolatorio virtuale bisogna quindi tenere conto di tre fasi: condivisione, autoconsumo e incentivo.

La fase della condivisione è quella che avviene tra i vari soggetti che decidono di creare una configurazione di autoconsumo collettivo. In questa fase il modello regolatorio lascia la massima libertà ed autonomia agli utenti rispetto alle attività di vendita ed acquisto di energia e rispetto alla scelta dei fornitori e venditori.

Tra i vari soggetti ci sarà un legame, in virtù della configurazione cui decidono di prendere parte, ma ognuno mantiene la propria indipendenza. Il primo livello porta così dei costi ai produttori di energia e dei ricavi ai venditori. L'attività di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile può avvenire per mezzo di impianti realizzati dalla comunità (o altra configurazione per l'autoconsumo diffuso), o di un soggetto terzo che ha posto i propri impianti nella disponibilità della comunità stessa. È al produttore che spetta il ricavo relativo all'energia condivisa avendo realizzato l'investimento per la realizzazione dell'impianto.

Nella seconda fase, relativa all'autoconsumo, il modello regolatorio riconosce un contributo alla pratica dell'autoconsumo, in virtù degli effetti positivi che essa ha sul

sistema elettrico. Questo contributo si traduce nella restituzione di alcune componenti tariffarie di trasporto e nella valorizzazione delle perdite di rete evitate, ove presenti, che la valutazione ordinaria non riconoscerebbe. Il ricavo relativo alla valorizzazione dell'autoconsumo spetta al referente e per il suo tramite ai soggetti della configurazione, secondo modalità liberamente stabilite.

La terza fase prevede un incentivo esplicito per gli impianti da fonti rinnovabili delle configurazioni di autoconsumo. Per l'emissione di tale incentivo, fino all'entrata in vigore del decreto ministeriale previsto dall'art. 8 del D. lgs. 199/2021, continua ad applicarsi il D.M. del MiSE del 16 settembre 2020. Dall'entrata in vigore del TIAD, l'incentivo sarà previsto per gli impianti da fonte rinnovabile di potenza inferiore rispetto a 1 MW, entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del decreto 199/2021, sottesi alla stessa cabina primaria ed appartenenti alla medesima zona di mercato. Il contributo è erogato come tariffa incentivante ed attribuito alla sola quota di energia effettivamente prodotta dall'impianto che viene condivisa all'interno della configurazione stessa. Valorizzazione dell'autoconsumo ed incentivo, ove spettante, spettano al referente e sono erogati dal GSE.

1.3.7 Consultazione pubblica del MASE

Il 28 novembre 2022 il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha pubblicato uno schema di decreto relativo all'attuazione dell'articolo 8 D. lgs. 199/2021 avviando una consultazione pubblica conclusasi il 12 dicembre [21].

Dal documento pubblicato si evincono criteri e modalità che definiranno l'incentivazione dell'energia condivisa dagli impianti a fonti rinnovabili che entrano in esercizio successivamente all'entrata in vigore del decreto. Le configurazioni per cui si prevede l'emissione dell'incentivo sono tre:

- sistemi di autoconsumo individuale di energia rinnovabile a distanza: sono sistemi che prevedono l'autoconsumo da parte di un singolo cliente finale che utilizza la rete di distribuzione per collegare i siti di produzione ai siti di consumo (senza linea diretta).
- sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili.

- comunità energetiche rinnovabili.

Il decreto decide quindi di incentivare tutte le configurazioni che prevedono l'utilizzo della rete di distribuzione esistente, sottesa alla stessa cabina primaria. Per le tre configurazioni previste si ribadisce il requisito della potenza massima del singolo impianto di 1 MW, del collegamento alla rete di distribuzione tramite punti di connessione facenti parte dell'area sottesa alla medesima cabina primaria. Si prevede inoltre che gli impianti posseggano i requisiti prestazionali e di tutela ambientale secondo il principio del “*Do No Significant Harm*” (DNSH)¹⁴.

L'incentivo riguarderà gli impianti i cui lavori di realizzazione saranno avviati dopo la data di pubblicazione del decreto ed i potenziamenti degli impianti esistenti (per la sola parte potenziata). Per quanto riguarda le modalità di accesso agli incentivi, si prevede un accesso diretto secondo una logica di massima semplificazione a valle dell'entrata in esercizio degli impianti nel periodo 2023 - 2027, rispetto al quale si stima un obiettivo di potenza pari a 5 GW. Si ipotizza inoltre una fase preliminare alla richiesta ufficiale dell'incentivo, in cui il referente della configurazione può chiedere al GSE la verifica di ammissibilità del progetto attraverso il rilascio di un parere contenente eventuali prescrizioni.

Venendo agli importi monetari dell'incentivo, il decreto sembrerebbe intenzionato a mantenere la stessa tipologia e lo stesso ammontare dell'incentivo vigente, seguendo una logica di continuità e ritenendo compensato l'aumento dei costi di produzione degli ultimi anni, in virtù della possibilità di realizzare impianti di maggiori dimensioni. Di conseguenza, indipendentemente dalla tecnologia utilizzata e dalla taglia, si prospetta una tariffa premio, per la durata di 20 anni, di 110 €/MWh per la quota di energia condivisa dalle comunità energetiche rinnovabili e di una tariffa di 100 €/MWh per le altre due configurazioni. In aggiunta, si prevede un fattore di correzione per gli impianti fotovoltaici attraverso l'individuazione di due zone geografiche in rapporto ai differenti livelli di insolazione: + 4 €/MWh per le regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo) e + 10 €/MWh per le regioni del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-

¹⁴ Il principio “*Do No Significant Harm*” (DNSH) è stabilito dal Regolamento UE 2021/241.

Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto).

Il decreto, tenendo conto dell'obiettivo primario di incentivare l'autoconsumo, consente al produttore di poter vendere liberamente la quota residua dell'energia prodotta nel caso in cui la quota di energia condivisa fosse pari o superiore al 70% del totale mentre, prevede l'introduzione di un tetto al prezzo dell'energia elettrica venduta, pari a 80 €/MWh, nel caso in cui la quota di energia condivisa fosse inferiore al 70%.

Da ultimo, il decreto disciplina una fase di transizione dal vecchio al nuovo meccanismo di incentivazione in virtù delle nuove linee guida in materia di aiuti di Stato per il settore energetico ed ambientale (Comunicazione della Commissione Europea 2022/C 80/01 del 18 febbraio 2022) che impediscono l'erogazione di incentivi per impianti i cui lavori di realizzazione sono iniziati prima dell'entrata in vigore del provvedimento di incentivazione. Di conseguenza, si prevede che gli impianti entrati in esercizio prima dell'entrata in vigore del decreto ministeriale ma dopo l'entrata in vigore del decreto legislativo 199/2021 e realizzati secondo le condizioni previste da quest'ultimo e di potenza superiore a 200 kW, possano entrare a far parte delle comunità che accedono ai nuovi incentivi, senza rientrare nel limite del 30% di potenza (limite relativo alla quota che gli impianti precedentemente realizzati hanno rispetto alla quota di potenza totale degli impianti interni alla comunità) previsto dall'articolo 31, comma 2, lettera d) dello stesso decreto legislativo. Per gli impianti realizzati nello stesso intervallo di tempo ma con potenza inferiore ai 200 kW, si prevede la possibilità di accedere al meccanismo degli incentivi previsto dal precedente decreto ministeriale del 16 settembre 2020.

Un ulteriore passo in avanti verso la pubblicazione del decreto è stato fatto in data 23 febbraio 2023, in cui il MASE ha confermato di aver avviato l'iter approvativo con la Commissione inviando la bozza del decreto [22]. Dal comunicato pubblicato dal MASE si evince, quale novità, la previsione dell'erogazione di un contributo a fondo perduto finalizzato alla copertura fino al 40% dell'investimento per chi crea una comunità energetica in comuni con meno di 5 mila abitanti. Tale misura sarà finanziata dai 2,2 miliardi di euro del PNRR (vedi 1.2.2) e sarà volta ad agevolare la realizzazione di 2 GW di potenza entro il 30 giugno 2026. Questo contributo a fondo perduto sarà cumulabile con l'incentivo principale previsto dal decreto.

In sintesi, il MASE ha provveduto a indicare l'entità e la modalità con cui intende regolare gli incentivi previsti dall'articolo 8 del D. lgs. 199/2021 ma, non avendo ancora provveduto all'emanazione ufficiale del decreto, impedisce l'effettiva entrata in vigore del regime regolatorio disciplinato dal TIAD. Solo dopo la pubblicazione del decreto ministeriale e l'entrata in vigore della direttiva ARERA sarà possibile aggiornare le regole tecniche del GSE, e provvedere definitivamente al completamento del quadro normativo italiano in materia di comunità energetiche rinnovabili.

1.4 Conclusioni

Dall'analisi del contesto normativo emerge dunque la centralità dell'abbattimento delle emissioni inquinanti quale elemento fondamentale dell'agenda energetica comunitaria, verso il raggiungimento della neutralità climatica al 2050, così come ribadito dal Green Deal europeo. La transizione verso un'economia giusta, equa e sostenibile viene realizzata idealmente secondo due direttrici: lo sviluppo e l'incentivo delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) e la tutela e l'*empowerment* dei consumatori. Finalità che vengono perseguite dalla direttiva RED II anche attraverso la promozione di forme di autoconsumo differenti, tra cui risaltano per complessità le Comunità di Energia Rinnovabile.

Le Comunità di Energia Rinnovabile hanno delle finalità ancora più ampie rispetto all'autoconsumo elettrico che può essere fatto al loro interno. Le comunità energetiche danno la possibilità di incentivare soluzioni per l'efficientamento energetico, possono promuovere la produzione e condivisione di energia termica da fonti rinnovabili e possono prestare servizi ancillari a supporto del sistema elettrico. Pertanto, le CER non si limitano a guardare alle proprie esigenze, come avviene nel caso dell'autoconsumo, ma hanno anche finalità sistemica, in quanto danno la disponibilità di variare immissioni e prelievi in funzione delle esigenze del sistema.

Questo nuovo soggetto giuridico, come si vedrà nel prosieguo del lavoro, modifica gli equilibri esistenti all'interno del settore energetico tra gli attori principali del sistema e gli utenti finali, a favore di questi ultimi. In particolare, l'importanza sistemica dell'attività della comunità di produzione e autoconsumo, influenza «il modo in cui gli utenti finali scambiano energia con la rete elettrica, le regole per la loro connessione alla

rete, l'implementazione della Demand Response ed altri programmi di gestione dell'energia» [23].

Le CER, dunque, hanno il pregio di unire la pratica dell'autoconsumo, l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile ed il perseguimento di finalità sociali e ambientali attraverso il coinvolgimento attivo dei propri membri.

2. LE CER

In questa sezione si provvederà a fornire una definizione operativa di Comunità di Energia Rinnovabile considerando i diversi ruoli dei soggetti coinvolti e le attività che possono svolgere. Si fornirà inoltre una panoramica sulle CER attive nel contesto europeo evidenziando i principali trend e caratteristiche e, infine, si analizzerà il contesto italiano anche attraverso l'approfondimento della prima comunità energetica rinnovabile realizzata in Italia.

2.1 Dall'autoconsumo alla comunità: il prosumer

Dal capitolo precedente è emersa la centralità della pratica dell'autoconsumo nella definizione normativa di comunità di energia rinnovabile, occorre quindi capire cosa si intende con questo termine.

L'autoconsumo consiste nella possibilità di consumare in loco l'energia elettrica prodotta, in modo tale da far fronte ai propri fabbisogni energetici. Con autoconsumo si intende quindi il consumo di energia elettrica con dei vincoli spaziali e temporali che approssimano la contestualità e la contemporaneità di produzione e consumo. Emerge dunque fin da subito come la pratica dell'autoconsumo comporti importanti benefici sistemici che in primo luogo si traducono in un minor utilizzo della rete elettrica. Infatti, producendo e consumando energia elettrica istantaneamente, è possibile ridurre l'utilizzo della rete di distribuzione. Secondariamente, l'autoconsumo riduce sensibilmente la distanza tra il punto di produzione dell'energia e il punto di prelievo della stessa e, in questo modo, è in grado di incidere sull'abbattimento delle perdite di rete (in termini di trasporto e distribuzione). Da ultimo, l'autoconsumo permette inoltre di mitigare lo sbilanciamento tra domanda e offerta.

La figura del *prosumer* esemplifica questa stretta relazione tra produzione e consumo istantaneo. L'attore centrale delle configurazioni di autoconsumo è un consumatore-

produttore che, produce localmente, almeno in parte, l'energia necessaria al proprio fabbisogno energetico e la consuma nello stesso istante temporale, riducendo la propria dipendenza dalla rete elettrica in qualità di consumatore.

Come emerso nel capitolo precedente, le politiche europee in materia di energia sottolineano l'importanza di porre i consumatori al centro delle politiche di transizione energetica, nell'ottica di un perseguimento collettivo degli obiettivi climatici. Il *prosumer* identifica questo passaggio dei consumatori dalla passività all'attività e può essere definito come il soggetto che «non si limita al ruolo passivo di consumatore (consumer), ma partecipa attivamente alle diverse fasi del processo produttivo (producer)» [24].

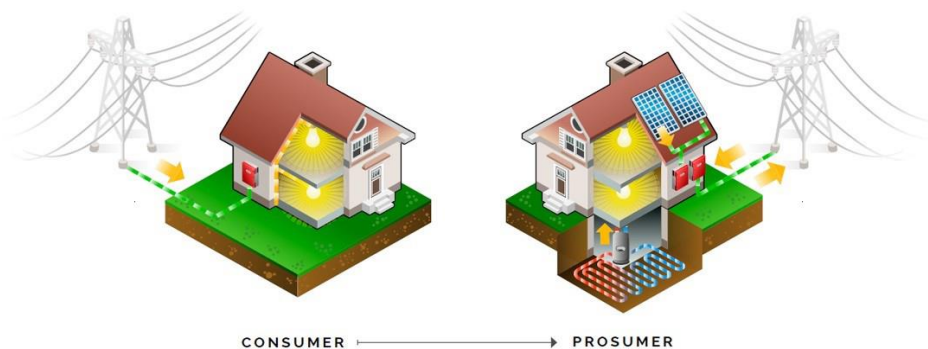


Fig. 5: Consumer e Prosumer [24]

Una delle modalità in cui questo nuovo soggetto del mercato elettrico può portare avanti l'attività di produzione e autoconsumo è la Comunità di Energia Rinnovabile. In questo senso, la CER può essere definita come «un'aggregazione di utenti finali di energia elettrica che ha lo scopo di generare benefici economici, ambientali e sociali ai membri e al territorio interessato» [15] partecipando collettivamente alle attività di produzione, condivisione, consumo, accumulo e vendita di energia elettrica attraverso impianti di produzione da fonti rinnovabili. Questa entità unisce quindi la pratica dell'autoconsumo, la produzione di energia da fonti rinnovabili e il perseguimento di finalità sociali e ambientali; contribuendo inoltre ad una gestione più efficiente dei flussi energetici ed alla diffusione di nuove tecnologie, anche in ottica *smart city*. Di conseguenza, le CER rappresentano un elemento fondamentale del processo di localizzazione e decentramento del mercato elettrico: un gruppo di consumatori che si uniscono per ottenere benefici economici, sociali e ambientali dalla produzione sostenibile di energia e dalla gestione

condivisa dei fabbisogni energetici della comunità. Un mercato elettrico sempre meno accentrato e sempre più sostenuto dalla produzione rinnovabile di energia è un sistema in cui i produttori-consumatori devono rivestire un ruolo significativo; è così che secondo l'agenzia ENEA entro il 2050 «si stima che 264 milioni di cittadini dell'Unione Europea si uniranno al mercato dell'energia come prosumer, generando fino al 45% dell'elettricità rinnovabile complessiva del sistema» [24].

Nell'ambito della comunità si possono individuare figure differenti: il consumatore; il produttore (interno alla comunità o soggetto terzo) ed il referente (comunità o soggetto terzo). Posto che questi sono gli elementi principali di una CER, nelle differenti e complesse fasi di pianificazione, programmazione, progettazione, realizzazione e gestione possono entrare in gioco ulteriori figure differenti come finanziatori esterni, traders o utilities. All'interno di una CER, i *prosumer* sono coloro i quali posseggono gli impianti di produzione da fonte rinnovabile e li pongono al servizio della comunità per partecipare a forme di autoconsumo virtuale tramite la condivisione di energia. Non tutti i membri della comunità devono però possedere impianti di produzione, è possibile partecipare attivamente alla configurazione in qualità di semplici clienti finali che prelevano e consumano l'energia condivisa. Si ribadisce inoltre che gli impianti di produzione dell'energia da fonte rinnovabile possono anche non essere di proprietà della comunità ma appartenere ad un soggetto terzo che, tramite la sottoscrizione di un contratto, li mette a disposizione della CER. Una ulteriore figura essenziale al corretto funzionamento di una CER è il referente: tale figura può essere ricoperta o dalla comunità stessa, in quanto soggetto giuridico, o può essere nominato un soggetto terzo che svolge questa mansione per conto della comunità. È importante sottolineare che né l'ingresso nella comunità né la nomina di un referente modifica lo stato giuridico dei membri che ne fanno parte; i soggetti partecipanti infatti continuano a mantenere i propri diritti di clienti finali, continuano ad avere un regolare contratto di fornitura e mantengono la propria libertà di recedere in qualsiasi momento dalla configurazione, fatto salvo il pagamento di eventuali oneri contrattuali dovuti, ad esempio, agli investimenti sostenuti.

Pertanto, la comunità è data da una aggregazione di persone che realizzano un comune progetto economico, sociale ed ambientale tramite la produzione da FER, la pratica dell'autoconsumo e la condivisione di energia. Puntando alla condivisione di energia, per

un CER risulta fondamentale massimizzare la quota di energia effettivamente condivisa all'interno della comunità, e di conseguenza nella sua progettazione occorre considerare la domanda aggregata di energia dei membri e rapportarla alla producibilità degli impianti previsti. Si ricorda che, l'attività della comunità non si limita alla produzione e condivisione dell'energia ma si estende anche alla vendita delle eccedenze ed alla fornitura dei servizi ancillari o di flessibilità, a patto che questa non costituisca la principale delle attività della comunità stessa. In virtù di questo, in fase progettuale è importante considerare l'eventuale implementazione di sistemi di accumulo, di efficientamento energetico, di ricarica dei veicoli elettrici e di domotica. Di conseguenza, i benefici dati dalla creazione e dalla appartenenza ad una comunità, non riguardano esclusivamente la sfera economica del singolo ma si estendono all'intero sistema, contribuendo alla riduzione dell'inquinamento ed allo sviluppo delle economie locali.

Per le modalità di creazione e funzionamento di una CER è possibile suddividere le sue fasi di sviluppo in 5 successivi step: aggregazione, costituzione, finanziamento, installazione impianti e gestione [25]. La prima fase, di aggregazione, è quella in cui i differenti soggetti interessati alla costituzione di una CER, dopo una fase preliminare di pianificazione che prevede uno studio di fattibilità, si occupano dell'iter burocratico-amministrativo. La seconda fase, di costituzione, è quella in cui si costituisce ufficialmente la CER come soggetto giuridico e si definiscono i ruoli interni, tra cui la nomina del referente. La terza fase, di finanziamento, è il momento in cui si individuano le risorse economiche necessarie a coprire l'investimento previsto. La quarta fase, di installazione degli impianti, in cui si stabiliscono definitivamente, acquistano e installano gli impianti necessari al funzionamento della comunità. Infine, l'ultima fase è quella della gestione, ovvero il momento in cui una volta che gli impianti sono avviati e la CER entra in funzione, si amministrano le attività della comunità, provvedendo all'ottimizzazione dei flussi energetici (attraverso attività di *demand-response*), alla ripartizione degli incentivi ed alla gestione e manutenzione degli impianti.

Dall'analisi delle differenti fasi che caratterizzano lo sviluppo di una comunità di energia rinnovabile emerge la presenza di ulteriori figure differenti dai membri interni della comunità. In particolare, nelle fasi precedenti alla costituzione vera e propria della comunità, possono svolgere il ruolo di soggetti promotori dell'iniziativa numerosi

soggetti quali enti di ricerca, enti del terzo settore, enti della pubblica amministrazione così come player energetici quali Utility ed ESCo. Inoltre, nel ruolo di finanziatori possono figurare oltre che gli istituti di credito anche i player energetici e le aziende produttrici di tecnologie inerenti al funzionamento della comunità [26]. Infine, i player energetici possono svolgere anche il ruolo di referenti per la configurazione, essendo possibile affidare tale ruolo a società con codice Ateco 35.11 (società di produzione dell'energia elettrica) e 35.14 (società di commercio di energia elettrica) essendo previsto dal documento per la consultazione di ARERA 390/2022/R/eel.

2.2. Le CER in Europa

In virtù delle difformi legislazioni nazionali esistenti a livello europeo e delle differenti tradizioni energetiche dei paesi membri, che spesso portano a ricomprendere sotto la definizione di comunità energetiche esperienze molto diverse tra loro, risulta complesso conoscere il numero esatto di comunità di energia rinnovabile esistenti in Europa [27]. Uno studio del 2020 stimava che al 2019 esistessero nei 9 paesi europei considerati circa 3750 comunità energetiche così distribuite [28]:

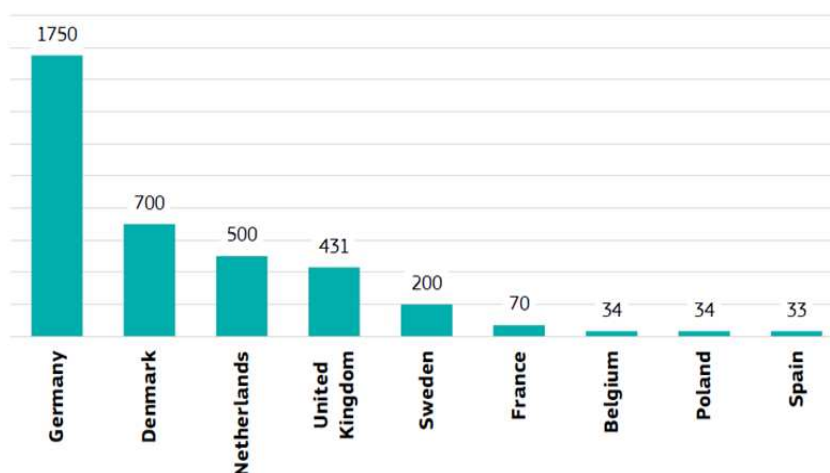


Fig. 6: Comunità energetiche esistenti nei paesi considerati al 2019 [28]

A riprova del rapido sviluppo del settore delle comunità energetiche nel mercato elettrico europeo, uno studio del 2023 stima l'esistenza di circa 9000 comunità energetiche sul territorio dell'Unione Europea, confermando una differenza significativa tra i paesi membri considerati: in testa la Germania con circa 5000, seguita dalla Danimarca con 700, dalla Francia con circa 200, Spagna con circa 150 e l'Italia con meno di 100 [25].

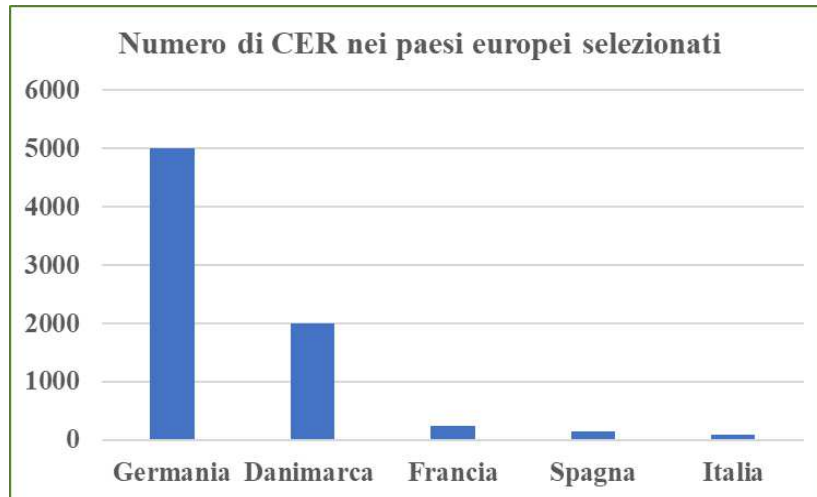


Fig. 7: Numero di CER nei cinque paesi europei considerati al 2023

Può essere utile considerare le esperienze dei paesi in cui le comunità energetiche sono più diffuse per ottenere utili elementi rispetto alle loro caratteristiche e potenzialità. Bisogna innanzitutto considerare che la Germania e la Danimarca sono due stati in cui la partecipazione dei cittadini alla creazione di entità simili alle comunità energetiche, l'attenzione alle fonti rinnovabili e una più generale sensibilità verso la gestione autonoma dei propri fabbisogni energetici, esistono da ben prima della direttiva RED II. Rispetto al contesto normativo, questi stati sono accomunati da una legislazione simile in tema di comunità energetiche per quel che riguarda il coinvolgimento delle utilities sia nella fase di creazione che di gestione delle comunità; nel caso della Danimarca si prevede anche la possibilità che esse ne facciano parte in qualità di membri. L'articolo *Energy communities in Europe: a review of the Danish and German experiences* (2022) di S. Benedettini e C. Stagnaro offre un'interessante prospettiva sul modo in cui questi due stati hanno interpretato il ruolo delle comunità nel sistema energetico [29].

L'ampio sviluppo della proprietà dell'energia da parte dei cittadini in questi contesti nazionali ha permesso di sviluppare diverse esperienze che afferiscono alle categorie di aggregazione, autoconsumo e produzione locale che, sebbene non direttamente legate alla definizione europea di comunità energetica rinnovabile, possono fornire informazioni utili per lo studio delle comunità e dei possibili rischi futuri.

In Danimarca, la configurazione che più si avvicina al concetto di CER riguarda il sistema della proprietà cittadina degli impianti di teleriscaldamento in virtù della caratteristica

intrinseca del consumo locale. La forma giuridica utilizzata da queste realtà è quella delle cooperative o delle società municipalizzate con partecipazione di cittadini ed enti locali. Come le CER, anche queste comunità hanno quali obiettivi principali il perseguimento di benefici sociali, ambientali ed economici per il territorio locale in cui operano. Nonostante il successo del sistema di teleriscaldamento in Danimarca, gli autori sottolineano la specificità del contesto danese che rende difficilmente replicabile il suo modello soprattutto considerando gli ampi incentivi finanziari che lo hanno trainato.

Per quanto riguarda la Germania, esistono numerosi modelli comunitari di successo nel settore degli impianti eolici e del fotovoltaico ma avviene «poca (o nessuna) condivisione di energia o autoconsumo» [29, p. 357]. Queste realtà possono agire come produttori di energia, partecipare alle aste per ottenere gli incentivi relativamente alla produzione eolica e non hanno particolari obblighi di perseguire benefici sociali, economici o ambientali per la comunità. Queste cooperative permettono un'ampia partecipazione dei cittadini e contribuiscono alla transizione energetica ed alla promozione dell'economia locale. La normativa tedesca sebbene non permetta a queste comunità di operare come DSO, permette di sviluppare le proprie reti per ottimizzare l'autoconsumo. Il sistema tedesco consente inoltre la partecipazione delle comunità al mercato elettrico attraverso piattaforme P2P.

Secondo gli autori, ciò che accomuna maggiormente la Danimarca e la Germania in tema di esperienze di comunità energetiche e che ha primariamente consentito il successo di queste iniziative è una radicata e diffusa propensione all'autosufficienza energetica. La presenza di questa consolidata tradizione e di un massiccio sistema di finanziamenti, rendono il sistema tedesco e danese difficilmente replicabili negli altri paesi europei ma, nonostante questo, le loro esperienze decennali possono offrire degli spunti utili per implementare nel migliore dei modi le nuove comunità energetiche.

Per offrire una panoramica più ampia sulle comunità energetiche in Europa riguardo i modelli organizzativi scelti, le figure coinvolte e le fonti rinnovabili utilizzate, si propone l'analisi contenuta in *Development of Energy Community in Europe* [30]. L'articolo, presentato in occasione della 18° Conferenza internazionale sul mercato europeo dell'energia (EEM) del 2022, espone i risultati dell'indagine interna al progetto eNeuron

H2020¹⁵. Viene analizzato un totale di 76 comunità energetiche presenti in 11 paesi europei, divise secondo tre regioni geografiche in Nord, Centro e Sud. È importante sottolineare che, sebbene includano sia configurazioni di CER sia di CEC, le realtà analizzate in questa analisi utilizzano esclusivamente fonti rinnovabili. I dati forniti vengono analizzati secondo quattro caratteristiche principali: ubicazione geografica, struttura organizzativa, scopo dell'iniziativa e tecnologia installata.

Dal punto di vista della ubicazione geografica, emerge come il 38% delle comunità energetiche analizzate insista su un territorio urbano, mentre il 37% si collochi su zone rurali, con un trend omogeneo su tutto il territorio europeo indipendentemente dalla regione geografica di appartenenza.

Rispetto alla struttura organizzativa scelta, il 43% delle comunità considerate è rappresentato da cooperative, il 25% rientra nella categoria delle *partnership* ed il 9% da associazioni. Si ricorda infatti che la normativa europea non impone alle comunità energetiche una struttura organizzativa specifica ma prevede ampia libertà anche da questo punto di vista, fermo restando che la comunità energetica deve costituirsi come soggetto giuridico e deve prevedere quale scopo principale il perseguimento di finalità ambientali e sociali.

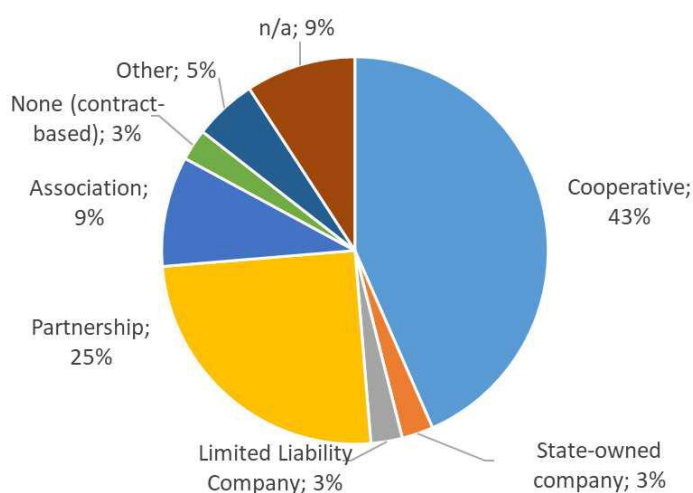


Fig. 8: Modello organizzativo delle comunità energetiche [30]

¹⁵ L'eNeuron H2020 (11/20 - 10/24) è un progetto finanziato dall'Unione Europea per sviluppare strumenti innovativi per migliorare la progettazione delle comunità energetiche.

Dal punto di vista dello scopo per cui le comunità vengono costituite nei diversi Stati membri analizzati, lo studio prevedeva la possibilità di scegliere tra nove diverse opzioni: sviluppo delle energie rinnovabili, ritorno economico, motivazioni ambientali e flessibilità delle risorse sono le motivazioni principali emerse dal sondaggio. Si sottolinea che mentre nelle regioni del Nord e del Centro la prima motivazione scelta attiene alle energie rinnovabili, nel Sud è preponderante il lato economico. Si rimarca come anche l'efficientamento energetico e la flessibilità delle risorse costituiscano un importante incentivo alla creazione delle comunità:

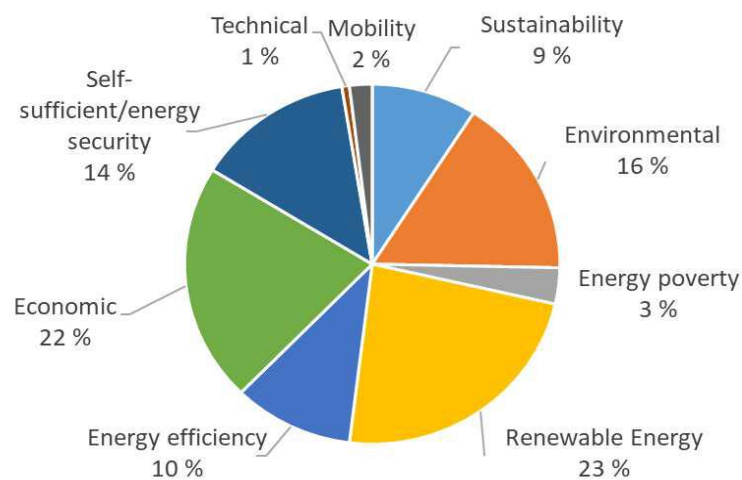


Fig. 9: Motivazioni per la costituzione delle comunità energetiche [30]

Infine, emergono dei dati interessanti anche rispetto alle fonti di energia rinnovabile utilizzate dalle configurazioni in esame. La tecnologia più impiegata è il fotovoltaico con il 47%, con una netta sproporzione tra Nord (34.8%) e Sud (63.5%). La seconda tecnologia in ordine di utilizzo è l'accumulo con il 13%, seguita dall'eolico e dagli impianti cogenerativi, entrambi al 12%.

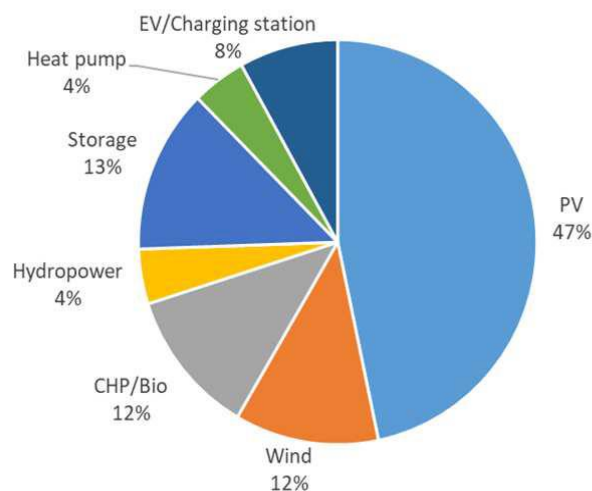


Fig. 10: Tecnologie installate nelle comunità energetiche [30]

Secondo gli autori dello studio la diffusione delle comunità energetiche ha un impatto positivo sull'intera società, non soltanto da un punto di vista sociale ed ambientale ma anche da un punto di vista sistemico. Sebbene il potenziale delle comunità si manifesti primariamente nei settori della sostenibilità e della lotta al cambiamento climatico, l'attività delle comunità ha delle importanti ricadute positive sul sistema elettrico. Data la centralità delle fonti rinnovabili nella costituzione delle comunità energetiche, una diffusione di questo modello di aggregazione e consumo porterà ad un aumento dell'impatto che le FER avranno sulla produzione complessiva di energia e una conseguente riduzione dell'utilizzo di fonti tradizionali. Secondariamente, secondo gli autori, questa diffusione avrà inoltre degli effetti positivi sul sistema, riducendo i costi di generazione, aumentando la flessibilità della rete e garantendo una gestione più efficiente ed affidabile della rete elettrica. Inoltre, la diffusione delle comunità energetiche e del modello che rappresentano consentirà di aumentare la conoscenza della società verso le nuove tecnologie energetiche, contribuendo allo stesso tempo ad accrescere la consapevolezza dei consumatori rispetto all'uso ed alla produzione di energia. È così che, la diffusione delle comunità energetiche permette di: «massimizzare l'autoconsumo istantaneo di energia, aumentare la consapevolezza energetica, coinvolgere le conoscenze e competenze della comunità locale, [...], migliorare la sicurezza e l'affidabilità dell'approvvigionamento energetico degli utenti finali» [30, p. 5].

2.3 Le Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia

Per quanto riguarda il contesto italiano, le prime esperienze nazionali assimilabili alle Comunità Energetiche Rinnovabili risalgono agli inizi degli anni 2000 [4] mentre la regione che ha provveduto per prima ad approvare una legge sulle CER (Legge Regionale 12/2018) è il Piemonte. Al 2022 sono 14 le regioni che hanno provveduto ad emanare provvedimenti relativi al supporto delle configurazioni di comunità energetiche rinnovabili e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. L'attività delle regioni è indirizzata a sostenere i soggetti interessati alla creazione di una configurazione di autoconsumo diffuso nelle differenti fasi di costituzione, progettazione e realizzazione [31]. La prima fase di supporto si esplica nel facilitare l'espletamento delle attività burocratico-amministrative necessarie alla costituzione della comunità. La seconda area di intervento mira a fornire un supporto tecnico nella valutazione preliminare del progetto della comunità che si intende realizzare. La terza area riguarda la possibilità di contribuire al finanziamento e all'acquisto della tecnologia necessaria.

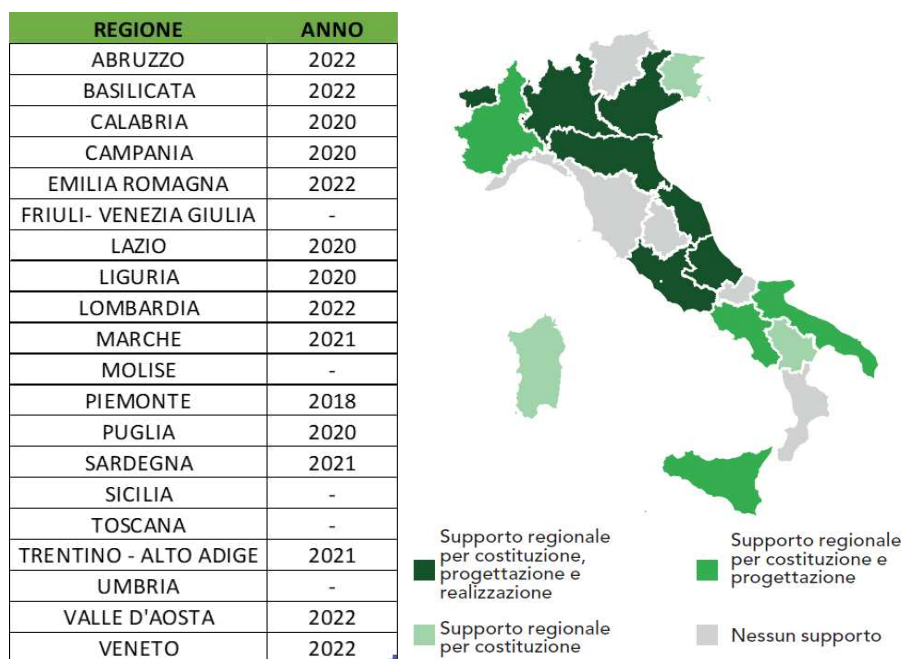


Fig. 11: Regioni che al 2022 hanno emanato provvedimenti in materia di CER [31]

Secondo il rapporto Comunità Rinnovabili 2022 di Legambiente, in Italia esistono 26 CER attualmente attive. Sulla base dei dati disponibili si osserva una media di taglia per gli impianti compresa tra i 20-50 kWp [4]. Sul territorio italiano esistono inoltre 40 comuni 100% rinnovabili e numerosi progetti di CER che si trovano in una fase più o

meno avanzata. La maggior parte delle comunità utilizza impianti fotovoltaici anche in combinazione con sistemi di accumulo, solare termico, eolico ed idroelettrico. Sulla base del report di Energy & Strategy Group del 2021, il solare fotovoltaico è la tecnologia utilizzata nel 96% dei casi di CER ed autoconsumatori collettivi e nel 30% dei casi compaiono anche impianti di accumulo [26]. La tabella sottostante riepiloga i principali dati relativi alle 26 comunità energetiche rinnovabili attive in Italia al 2022.

Nome della CER	Perimetro geografico	Tecnologia installata
Comunità Energetica Rinnovabile di Riccomassimo	Storo (TN)	Fotovoltaico - 18 kW
Comunità energetica e solidale di Napoli Est	Napoli	Fotovoltaico – 53 kW
Comunità energetica di Borutta	Borutta (SS)	Fotovoltaico
Comunità energetica di Area Vasta – Valle Grana e Valle Maira	Area Vasta: Valle Maira e Valle Grana (CN)	In corso di definizione
Energy City Hall - CER Magliano Alpi	Magliano Alpi (CN)	Fotovoltaico – 20 kW + 20 kW
Comunità energetica di Turano Lodigiano	Turano Lodigiano e Bertinico (LO)	Fotovoltaico – 34 kW + 13 kW
CER Villanovaforru	Villanovaforru (SU)	Fotovoltaico – 53 kW
CER Ussaramanna	Ussaramanna (SU)	Fotovoltaico – 11 kW + 40 kW + 20 kW
synoikeō Messina	Messina	In corso di definizione
CommOn Light	Ferla (SR)	Fotovoltaico – 20 kW
CER Ventotene	Isola di Ventotene (LT)	Fotovoltaico – 58 kW
CER di Macerata Feltria	Macerata Feltria (PU)	Fotovoltaico
CER dell'Università G. D'Annunzio	Chieti	Fotovoltaico
CER Tito	Tito (PZ)	Fotovoltaico – 20 KW
CER dell'Angitola	Filadelfia (VV)	Fotovoltaico
CER di Chamois - La Magdeleine	Chamois e La Magdeleine (AO)	Fotovoltaico
CER di Villar Pellice	Villar Pellice (TO)	Fotovoltaico
CER di Gallese	Gallese (VT)	In corso di definizione
CER di Sferro	Paternò (CT)	In corso di definizione
CER di Ragusa	Ragusa	In corso di definizione
CER Zona industriale di Imola	Imola	Fotovoltaico
Comunità collinare del Friuli – Progetto RECOCER	Provincia di Udine e Pordenone	Fotovoltaico

Comunità Energetica Rinnovabile solidale di Fondo Saccà	Quartiere di Fonda Saccà (ME)	In corso di definizione
CER Comune di Blufi - Parco delle Madonie	Comune di Blufi e altri comuni del Parco delle Madonie (PA)	In corso di definizione
CER di Biccari	Comune di Biccari (FG)	Fotovoltaico
CER LELAT	Rione Mangialupi (ME)	Fotovoltaico – 20 kW

Fig. 12 CER attive in Italia [4]

Sulla base della nuova legislazione e dei fondi stanziati dal PNRR, analizzati nel capitolo precedente, è possibile prevedere per i prossimi anni un aumento significativo delle comunità energetiche rinnovabili su tutto il territorio italiano, e in particolare nei comuni con meno di 5 mila abitanti. Secondo uno studio realizzato dall'Energy & Strategy Group del politecnico di Milano i potenziali di sviluppo delle CER sono nell'ordine di 14-31 mila comunità realizzabili entro il 2025 con una potenza fotovoltaica installata che potrebbe arrivare a quasi 5 GW. Considerando anche il contestuale aumento dei consumatori collettivi, si prevede un incremento del mercato del fotovoltaico compreso tra 2.5 e 5.1 miliardi di euro, a fronte di una incentivazione annua tra i 300 e 620 milioni di euro:



Fig. 13: Potenziali di sviluppo di CER e AUC sulla base del PNRR [4]

Per contribuire a fornire una panoramica delle caratteristiche e delle modalità di funzionamento delle CER realizzate in Italia, può essere utile approfondire la realtà di Energy City Hall, la prima comunità energetica rinnovabile italiana realizzata in seguito al recepimento parziale della direttiva RED II avvenuto con il D.L. 162/2019 convertito in legge dalla L. 8/2020.

2.4 La prima CER italiana

La Energy City Hall è una comunità di energia rinnovabile che nasce nel dicembre del 2020 a Magliano Alpi, comune della provincia di Cuneo (CN), dalla cooperazione tra enti pubblici e cittadini, aggregati in un partenariato pubblico-privato (PPP), con lo scopo di utilizzare l'energia come strumento strategico per fornire sia benefici socio economici che servizi alla propria comunità locale [32]. La CER di Magliano Alpi coinvolge in totale 8 soggetti tra cui diversi edifici pubblici (municipio, biblioteca, scuola e un centro sportivo), una piccola azienda e tre unità familiari. La configurazione prevede la condivisione dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico installato sul tetto del municipio e dispone inoltre di una presa di ricarica per veicoli elettrici (EV), messa a disposizione gratuitamente dei cittadini. Gli impianti sono sottesi alla stessa cabina secondaria, appartenente al DSO E-distribuzione e sono posizionati all'interno di un raggio di 300 m dalla stessa. L'impianto fotovoltaico scelto per la configurazione e posizionato sul tetto del municipio, è costituito da 60 moduli fotovoltaici da 330 Wp ciascuno, per una potenza nominale di 19.80 kWp. Complessivamente, sulla base dell'impianto installato, in fase di progetto è stata stimata, utilizzando il portale PVGIS, una produzione annua di 24198 kWh/anno capace di coprire idealmente circa il 50% del consumo annuale della comunità che ammonta a 51888 kWh/anno.

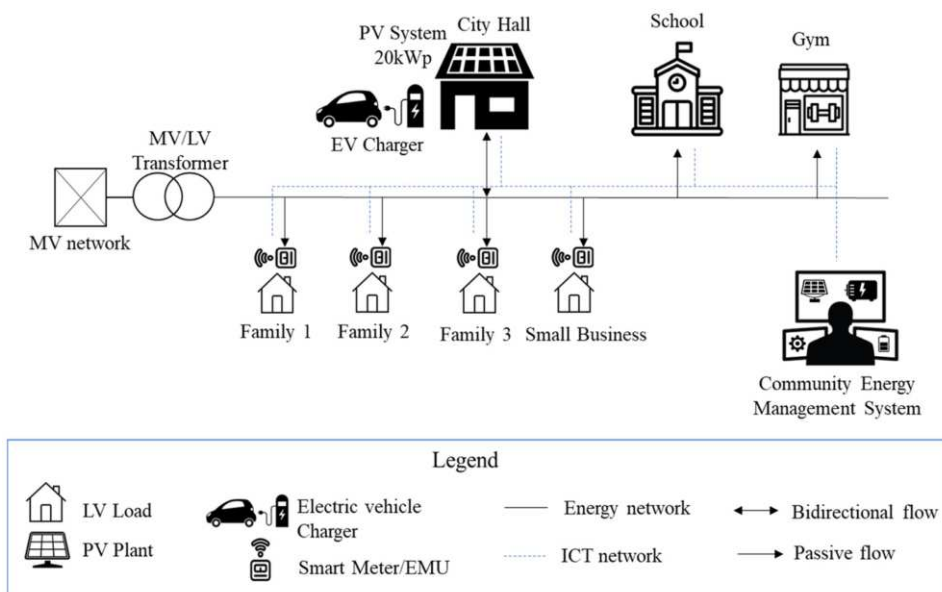


Fig. 14: Schema semplificato della CER Magliano Alpi [33]

Al fine di ottimizzare i flussi energetici e calcolare l'autoconsumo della comunità, la configurazione implementa l'utilizzo di contatori smart (SM) e di una piattaforma software che consentono di monitorare e quantificare, in tempo reale, i dati in entrata ed uscita dalle utenze e dal *prosumer*. Nello specifico, questo sistema permette di quantificare l'autoconsumo energetico remunerato dal GSE e di redistribuire i benefici dell'autoconsumo tra i partecipanti della CER. Inoltre, permette la possibilità di gestire immissioni e prelievi svolgendo l'attività di Demand Response. In questo modo, gli utenti finali possono fornire servizi ancillari al distributore ed essere remunerati di conseguenza.

Al fine di comprendere meglio l'effettivo funzionamento della comunità di energia rinnovabile di Magliano Alpi, si analizza l'articolo *Energetic and Economic Performances of the Energy Community of Magliano Alpi after One Year of Piloting* [33] in cui viene fornita una analisi delle prestazioni economiche ed energetiche dopo un anno dalla sua costituzione, attraverso l'impiego di indicatori di prestazione (*key performance indicators*, KPI). L'approfondimento dell'esperienza della comunità di Magliano Alpi offre un'interessante prospettiva sul funzionamento delle CER realizzate in Italia, sulle possibilità offerte dal modello transitorio e sui possibili miglioramenti adottabili per aumentare le prestazioni energetiche ed economiche di queste esperienze di autoconsumo diffuso.

Si ricorda che, in base alla normativa vigente le configurazioni di autoconsumo ricevono un incentivo sulla base della quota di energia condivisa ed un corrispettivo per l'energia prodotta e immessa in rete. Quindi, nel considerare le performance economiche di una comunità risulta centrale calcolare la quota di energia condivisa e la quota di energia immessa in rete. Nel caso della comunità di Magliano Alpi, vi è un unico impianto di produzione che è posto sul tetto dell'edificio comunale e pertanto soltanto quest'ultimo può autoconsumare l'energia prodotta e quindi essere definito *prosumer*. La parte di energia prodotta dall'impianto e non autoconsumata dal municipio è immessa in rete e pagata dal GSE al prezzo stabilito. Il fabbisogno elettrico dei membri della configurazione è soddisfatto prelevando energia dalla rete, una parte della quale è stata prodotta localmente dall'impianto fotovoltaico, e condividendola all'interno della comunità. La quota di energia effettivamente condivisa all'interno della comunità viene incentivata dal GSE. Il consumo totale di energia della comunità è pertanto calcolato come somma degli

autoconsumi e dei prelievi dalla rete. La parte di energia elettrica prodotta dall'impianto e non autoconsumata né condivisa rappresenta, dal punto di vista della comunità, un eccesso di produzione.

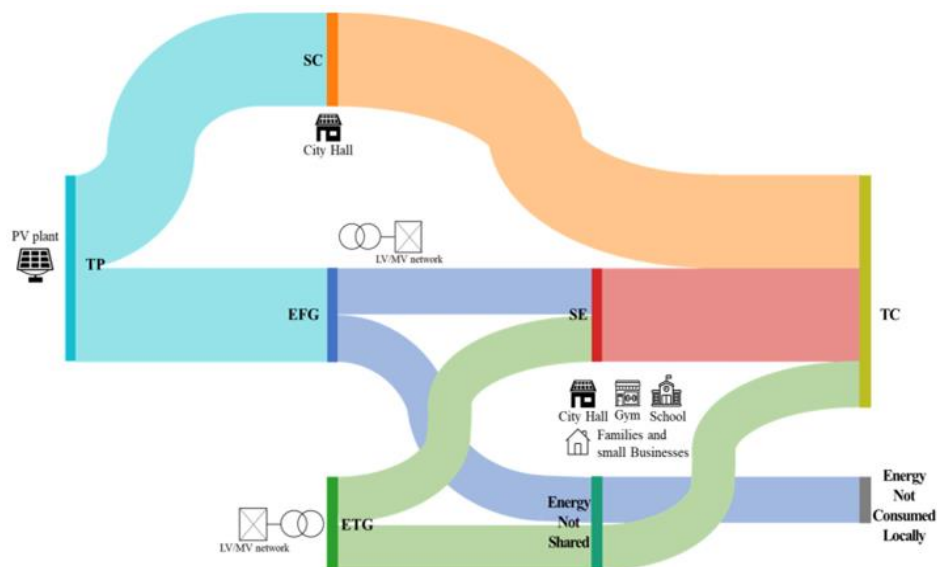


Fig. 15: Flussi energetici dei membri della comunità [33]

Mentre la modalità di calcolo dell'energia prodotta dall'impianto ed immessa in rete, così come la quota parte relativa all'autoconsumo, è facilmente comprensibile, risulta fondamentale concentrarsi sul calcolo della quota di energia condivisa. Infatti, si ricorda che l'energia condivisa si definisce uguale al valore minimo, su base oraria¹⁶, tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete e l'energia elettrica prelevata dai punti di connessione che rilevano ai fini della configurazione. Pertanto, se indichiamo con CP l'y-esimo punto di connessione, con EFG l'energia immessa nella rete dalla comunità mentre con ETG l'energia importata dalla rete, è possibile esprimere l'energia condivisa alla h-esima ora [kWh] come:

$$SEH_h = \min\left(\sum_{y=1}^{CP} EFGCP_{y,h}; \sum_{y=1}^{CP} ETGCP_{y,h}\right)$$

Dunque, la parte di energia immessa in rete che non viene conteggiata nel computo dell'energia condivisa, può a tutti gli effetti essere considerata un eccesso di produzione

¹⁶ L'energia viene calcolata su base oraria al fine di approssimare dal punto di vista numerico l'istantaneità dei flussi energetici calcolati (Delibera ARERA 390/2022/R/eel punto 4.38)

e dunque, una perdita di valore locale dal punto di vista della comunità non venendo consumata all'interno del perimetro della stessa.

Al fine di determinare le performance della comunità in maniera più dettagliata e in un intervallo di tempo definito, gli autori definiscono diversi indici KPI, espressi in percentuale:

- SCP: indica il rapporto tra l'energia autoconsumata e l'energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico. Questo parametro indica la capacità di autoconsumo del prosumer;
- STC: indica il rapporto tra l'energia condivisa e l'energia consumata dalla comunità. Questo parametro è in grado di fornire una indicazione sulla capacità della comunità di soddisfare il proprio fabbisogno energetico con l'energia prodotta a livello comunitario;
- EFET: indica il rapporto tra l'energia immessa in rete e l'energia prelevata dalla rete. Questo indice è utile per determinare l'effettiva sostenibilità della comunità, infatti, se si ottenesse un EFET pari a 100 per ogni periodo, allora la comunità potrebbe considerarsi in grado di bilanciare prelievi ed immissioni massimizzando l'incentivo percepito;
- SCSTC: indica il rapporto tra la somma dell'energia autoconsumata e condivisa e la totale energia consumata dalla comunità. Dato che la comunità punta a massimizzare l'autoconsumo e la condivisione interna di energia, in modo da ridurre le spese derivanti dall'acquisto di energia e valorizzare più possibile l'incentivo erogato dallo Stato, questo indice fornisce un'indicazione circa la capacità della comunità di soddisfare il proprio fabbisogno energetico utilizzando energia autoprodotta ed incentivata. Questo parametro dà un'indicazione sul risparmio complessivo della comunità.

Sulla base dei dati raccolti per l'anno analizzato (marzo 2021 - febbraio 2022) sono stati determinate le performance della CER: l'energia elettrica consumata è uguale a 49288 kWh; l'energia elettrica prodotta è pari a 27137 kWh, di cui 17495 kWh di energia esportata e 9642 kWh di energia autoconsumata; l'energia elettrica condivisa è pari a 7797 kWh. Per questi valori sono stati calcolati gli indici sopra definiti:

INDICE	SCP (%)	STC (%)	EFET (%)	SCTC (%)
VALORE	35	15	44	35

Dai valori presentati si evince che sebbene la produzione di energia dell'impianto della comunità sia in grado idealmente di coprire il 50% del suo fabbisogno, in linea con le stime calcolate in fase di progetto, la configurazione, nell'anno di riferimento, ha consumato solo il 35% dell'energia che ha prodotto e ne ha condiviso il 15%. Per quanto riguarda il primo dato, espresso dal parametro SCP, non è possibile giudicare negativamente la performance della comunità ed immaginare un aumento significativo di tale parametro, considerando che a questa percentuale contribuisce esclusivamente l'attività del municipio. Dall'analisi degli indici STC, EFET ed SCTC emergono informazioni significative sull'effettivo funzionamento della configurazione della comunità al fine di individuare l'area su cui intervenire per migliorarne le performance. Questi parametri evidenziano che l'energia condivisa rappresenta una minima parte del totale dell'energia consumata ed è anche inferiore rispetto all'energia prodotta dall'impianto ed immessa nella rete. Di conseguenza la comunità dipende fortemente dai prelievi dalla rete per soddisfare il proprio fabbisogno energetico. Inoltre, complessivamente la comunità è in grado di bilanciare solo per il 44% l'impatto che ha sul sistema elettrico. Raggiungere un valore ideale di EFET pari al 100% renderebbe la comunità a impatto zero sulla rete. Infine, si specifica che un SCTC del 35% indica che la comunità è in grado di ridurre di questa percentuale i costi energetici necessari al proprio sostentamento. Dato che l'energia condivisa è il minimo tra l'energia immessa in rete e l'energia prelevata dalla stessa, nel breve termine, considerando come fisse le quantità di energia prodotta dall'impianto è possibile massimizzare l'energia condivisa solamente riducendo i prelievi dalla rete.

Una volta approfondite le performance energetiche della comunità, occorre analizzare le prestazioni economiche, al fine di quantificare i benefici diretti derivanti dall'appartenenza della configurazione. Nel caso di Magliano Alpi il GSE, attraverso il meccanismo del ritiro dedicato (RID), attribuiva un compenso pari al PUN (prezzo unico nazionale). Sulla base del quantitativo di energia immessa in rete nel periodo di riferimento e del prezzo pattuito, si ottiene un valore del RID pari a 2326€. Secondariamente, per quanto riguarda la valorizzazione della condivisione di energia,

moltiplicando la quota di energia condivisa per 0.119 €/kWh, valore derivato dalla somma dell'incentivo per l'energia condivisa (110 €/MWh) e la compensazione per le perdite di rete evitate (9 €/MWh), si ottiene un corrispettivo di 927€.

Dall'analisi combinata dei dati riguardanti le performance energetica ed economica della CER, è possibile ottenere una visione puntuale dei risultati ottenuti nei singoli mesi del periodo analizzato:

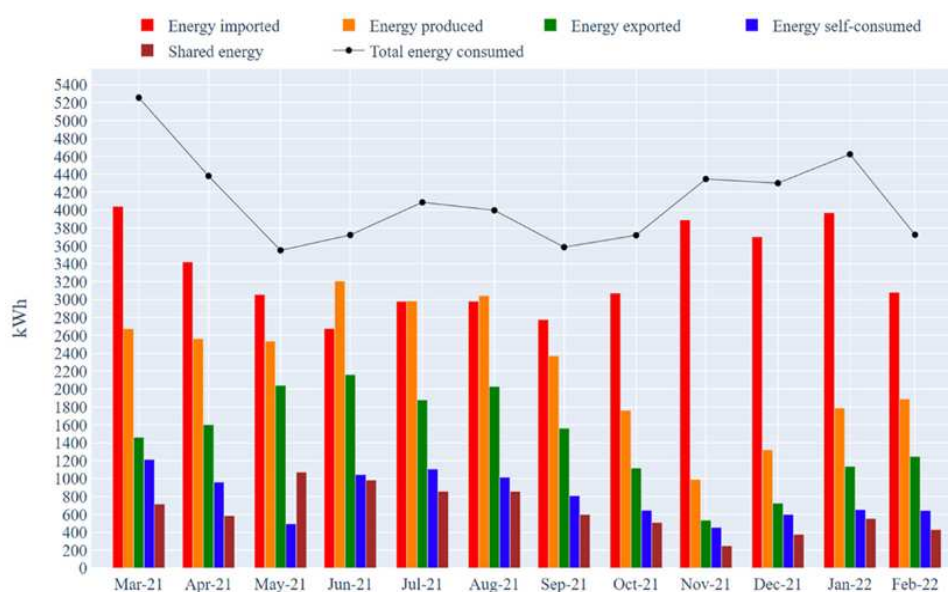


Fig. 16: Dati mensili sui flussi energetici della comunità [33]

Il grafico mostra la rilevanza della stagionalità sulla produzione di energia da fonte rinnovabile e l'impatto che questa ha sulle prestazioni della comunità. Come è possibile notare infatti, nei mesi estivi in cui si registra una maggiore produzione, la comunità ha prelevato meno energia dalla rete ed allo stesso tempo ne ha immessa una quantità maggiore. Negli stessi mesi, questa diminuzione dei prelievi dalla rete ha causato un corrispondente aumento della quota di energia condivisa. Si registra anche una netta differenza, acuita nei mesi estivi, tra l'energia prodotta e la somma dell'energia condivisa ed autoconsumata.

Un'ulteriore conferma delle tendenze analizzate si evince dalla rappresentazione grafica dell'andamento mensile degli indici KPI:

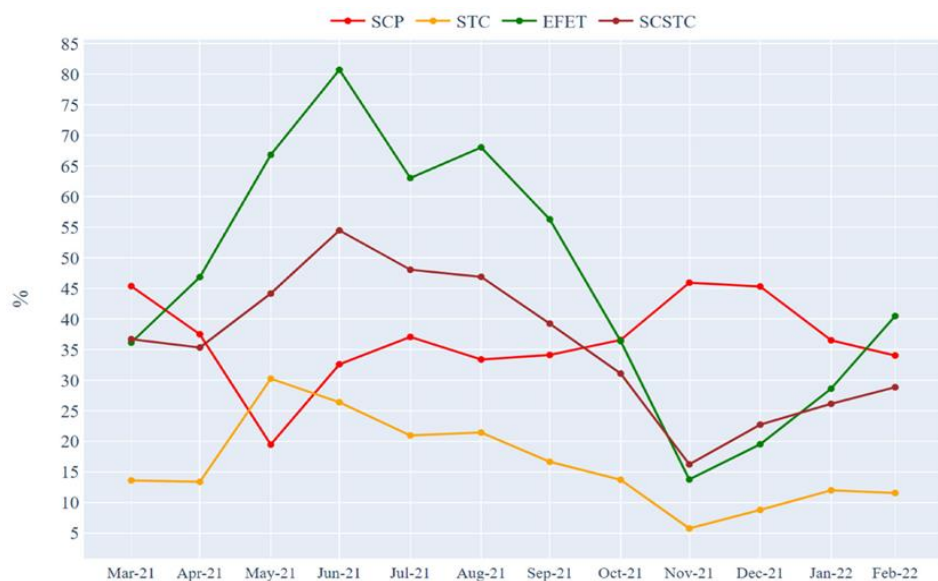


Fig. 17: dati mensili dei parametri di performance [33]

I KPI, così come la produttività dell'impianto, variano seguendo la stagionalità; infatti, è possibile notare che mentre il parametro EFET raggiunge il suo picco massimo durante il mese di giugno 2021, mese in cui la produzione raggiunge il suo valore più alto, mentre registra il suo picco inferiore nel mese di novembre 2021, in cui si è prodotto di meno. Anche i parametri STC ed SCSTC risentono della stessa contrazione compromettendo le performance generali della comunità negli stessi periodi.

Si presentano inoltre le statistiche mensili riguardanti i valori del RID derivanti dalle variazioni della quota di energia immessa in rete e del PUN nel periodo sotto analisi. Dal grafico emerge come il PUN mantenga un livello più o meno costante da marzo 2021 a giugno 2021 e successivamente inizia a crescere piccatamente raggiungendo il proprio massimo nel mese di dicembre. Questo aumento vertiginoso del prezzo di vendita degli eccessi di produzione fa registrare degli squilibri nelle entrate della comunità. In particolare, si nota che per un totale di 1461 kWh di energia immessa nella rete a marzo 2021, la comunità ha percepito un RID pari a 87,02€ mentre per 723 kWh hanno guadagnato 225,07€:



Fig. 18: Statistiche mensili di RID e PUN [33]

L'analisi dei dati relativi ai flussi energetici registrati dalla comunità di Magliano Alpi nell'anno considerato e dei ricavi ottenuti dal GSE nello stesso periodo, in base alla quota di energia condivisa ed al valore dell'energia immessa in rete, ha fornito una prospettiva completa delle performance energetiche ed economiche della CER. In virtù dei risultati ottenuti, gli autori dello studio propongono diverse possibili soluzioni per migliorare ed ottimizzare le prestazioni della configurazione. Lo studio di queste situazioni è utile in quanto la loro applicabilità può essere generalizzata ed estendersi a contesti differenti. Le soluzioni esaminate possono essere perseguite sia singolarmente che in combinazione tra loro in base alla valutazione del contesto, delle possibilità economiche e dell'orizzonte temporale di riferimento.

La prima e più facilmente perseguibile soluzione è incrementare la quantità di energia condivisa aumentando il numero di consumatori attraverso l'inclusione di ulteriori membri nella CER. Questa possibilità è ulteriormente favorita dall'estensione della zona geografica prevista dalla nuova normativa in considerazione del passaggio dalla cabina secondaria alla cabina primaria. Per ottimizzare i benefici ottenibili dall'aggiunta di nuovi consumatori è essenziale che le loro curve di carico siano analizzate in considerazione delle fasi di massima produzione dell'impianto e verificare che il massimo del consumo sia raggiunto in corrispondenza della massima produzione. L'aumento della quantità di

energia condivisa causato dall'aggiunta di nuovi membri va inoltre valutato in considerazione della conseguente diminuzione del beneficio per singola utenza dovuto ad un aumento del numero di percettori.

La seconda proposta degli autori per migliorare le prestazioni della CER prevede l'implementazione di sistemi di *building automation* per riorganizzare i consumi giornalieri in considerazione delle ore in cui vi sono gli eccessi di produzione. Questa ottimizzazione dei carichi attraverso l'impiego di nuove tecnologie consentirebbe di aumentare la quota di energia condivisa senza modificare il numero di componenti della configurazione. Inoltre, l'inclusione di questi sistemi domotizzati consentirebbe di migliorare l'efficienza energetica della comunità.

La terza opzione per aumentare i rendimenti della comunità energetica concerne l'implementazione di sistemi di accumulo in grado di immagazzinare l'energia prodotta dall'impianto e settare i prelievi in base alle necessità di consumo degli utenti. Questa possibilità aumenta sensibilmente le prestazioni della comunità ma necessita di un significativo investimento economico.

La quarta e ultima proposta per aumentare la quota di energia condivisa non prevede alcun investimento economico ma un maggior coinvolgimento dei membri della comunità, attraverso un impegno attivo nella gestione condivisa delle proprie abitudini di consumo. Un'amministrazione efficiente della domanda aggregata degli utenti della configurazione consente di sincronizzare i prelievi alla produzione dell'impianto, con l'obiettivo di consumare maggiormente durante i periodi di massima produzione. È questa la soluzione preferita dagli autori dello studio che realizzano una simulazione per quantificare i benefici potenzialmente ottenibili dalla comunità tramite la pratica nota come *load shifting* (trasferimento del carico). Il meccanismo del *load shifting* risulta particolarmente interessante dal punto di vista teorico in quanto permette di ipotizzare uno scenario futuro senza modificare nessuna delle caratteristiche iniziali della configurazione (numero di membri, impianto di produzione, investimento economico, equipaggiamento tecnologico). Nel caso esaminato si decide inoltre di mantenere invariata la quantità di energia prodotta (non apportando modifiche al sistema), la quantità di energia autoconsumata e di conseguenza la quantità di energia immessa in rete. L'obiettivo è, infatti, massimizzare la quota di energia condivisa.

Dato che l'energia condivisa è pari al minimo orario tra la quota di energia immessa in rete e la quota di energia prelevata nello stesso intervallo di tempo, il valore massimo che l'energia condivisa può assumere è dato dalla quantità di energia immesse in rete nelle ore di produzione dell'impianto. L'incremento massimo di energia condivisa cui la comunità può tendere è dato dalla differenza tra l'energia immessa nella rete e l'energia effettivamente condivisa; nel caso esaminato questo valore su base annua è pari a 9697 kWh. Applicare una strategia di *load shifting* vorrà dire aumentare il carico nelle fasce orarie in cui la differenza tra l'energia immessa in rete e l'energia prelevata è positiva e diminuire i consumi nelle fasce orarie in cui questa differenza è negativa.

Dalla simulazione realizzata dagli autori è possibile quantificare i benefici ottenibili tramite il *load shifting* sulla quota totale di energia condivisa annua, passando da un valore di energia condivisa pari a 7797 kWh a un valore di 17000 kWh (+118%). L'incremento ottenuto si ripercuote sul miglioramento degli indici di performance relativi alla condivisione di energia:

INDICE	SCP (%)	STC (%)	EFET (%)	SCTC (%)
VALORE	35	34	44	54

Come è possibile notare da un confronto con i dati determinati in precedenza, applicando questo metodo si ottiene un incremento dei parametri STC e SCTC di circa il 18%. La comunità quindi nel nuovo scenario sarebbe in grado di coprire per il 54% il proprio fabbisogno energetico. Il miglioramento delle performance energetiche della comunità, causato da una gestione più efficiente dei flussi energetici, ha un effetto diretto sull'incremento dei benefici economici. È possibile quantificare i vantaggi economici derivanti dal *load shifting* in un incremento del reddito derivante dalla condivisione di energia pari a 1096€ (+118%). Considerando la spesa totale di energia della comunità su base annua (11130 €), il grafico sottostante mostra il risparmio complessivo che la comunità può ottenere tramite l'implementazione della strategia ipotizzata dagli autori:

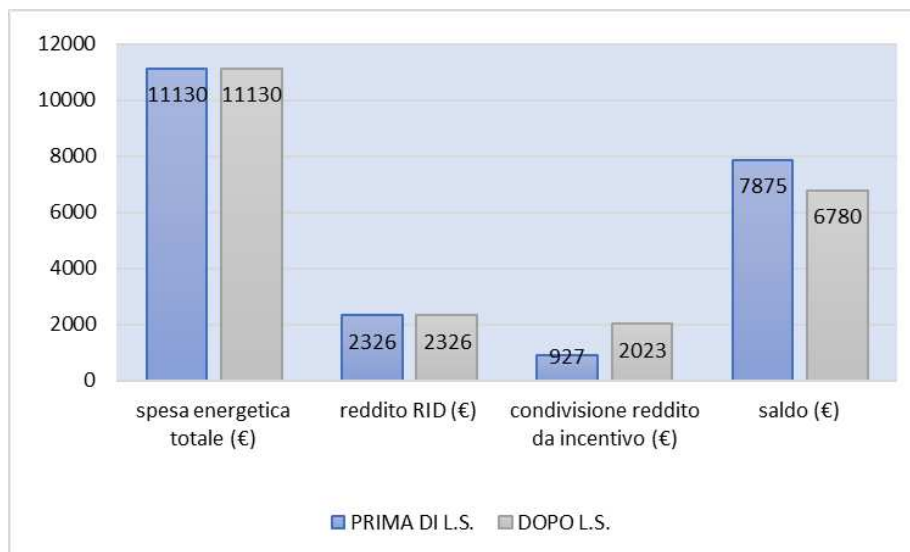


Fig. 19: Spesa energetica della comunità

Pertanto, l'aumento del reddito percepito sull'energia condivisa consente di ottenere un risparmio del 14% sulle spese della comunità.

In conclusione, l'esperienza di Magliano Alpi consente di presentare un'analisi del funzionamento di una comunità di energia rinnovabile tramite l'approfondimento di una configurazione semplice in cui vi è un unico impianto di produzione. Lo studio delle prestazioni energetiche della comunità nell'arco di un anno permette inoltre di quantificare i benefici economici ottenibili dai membri della configurazione e allo stesso tempo di definire le strategie possibili per ottimizzarne il funzionamento. Le considerazioni emerse durante l'analisi risultano di particolare interesse in quanto universalmente applicabili e replicabili in altri contesti nel panorama italiano. Allo stesso modo, gli indici KPI definiti dagli autori possono essere facilmente utilizzati per indagare le *performance* energetiche ed economiche di qualsiasi comunità energetica. Dai dati ottenuti emerge sia la rilevanza dei benefici ottenibili dall'appartenenza a una CER che l'importanza di una corretta gestione della domanda nell'ottimizzazione della quota di energia condivisa e, conseguentemente, nell'aumento del risparmio conseguibile. Da ultimo, l'esperienza analizzata mette in luce le possibilità delle CER di inserirsi quali attori sempre più rilevanti dell'emergente contesto energetico italiano.

2.5 Conclusioni

Nel seguente capitolo dapprima si è tentato di fornire una visione d'insieme sulle comunità energetiche rinnovabili a partire dalla definizione di prosumer, quale elemento essenziale di una configurazione di autoconsumo. In seguito, si è analizzato il contesto europeo per offrire una cornice più ampia sull'esperienze di comunità energetiche, concentrandosi su alcuni paesi che vantano una tradizione in tema di condivisione di energia e partecipazione dei consumatori al mercato elettrico ben più radicata dell'Italia. Infine, si è giunti a descrivere numericamente il settore italiano delle comunità di energia rinnovabile e, attraverso l'approfondimento di un caso paradigmatico, si è analizzato il funzionamento operativo di una CER all'interno del mercato elettrico italiano mediante l'analisi delle sue performance energetiche ed economiche. Ciò che emerge da questa trattazione sono le numerose modalità con cui è possibile interpretare il ruolo delle comunità energetiche nel processo di transizione energetica. In particolare, dall'esperienza della CER Magliano Alpi emergono le numerose possibilità esistenti tra il sistema di condivisione di energia sviluppato dalle comunità energetiche e i sistemi di efficientamento energetico, flessibilità, ricarica per veicoli elettrici e di accumulo. Nel capitolo successivo si approfondiranno le modalità con cui è possibile incrementare le prestazioni economiche ed energetiche delle comunità e si presenteranno le principali evoluzioni che modificano i rapporti tra le CER ed il mercato elettrico.

3. LE CER NEL MERCATO ELETTRICO IN EVOLUZIONE

Nel presente capitolo si analizza il ruolo che le comunità energetiche rinnovabili possono svolgere all'interno del mercato elettrico, considerando i processi evolutivi che caratterizzano la generazione di energia del prossimo futuro. L'aumento della quota di energia generata tramite FER, così come le innovazioni tecnologiche in materia di sistemi di accumulo e *smart meter* modificano gli equilibri del sistema energetico, dando la possibilità anche ad attori di piccola scala come le comunità di energia rinnovabile di partecipare alla fornitura dei servizi di flessibilità. Allo stesso modo, le possibilità offerte dagli sviluppi delle tecnologie come la *blockchain* rivoluzionano le capacità di gestione della comunità, velocizzando lo scambio di dati e consentendo di effettuare transazioni in tempo reale.

Dopo aver analizzato i principali sviluppi del mercato elettrico degli ultimi anni riguardo il contributo delle fonti di energia rinnovabili nella copertura del fabbisogno energetico, verranno analizzati i principali temi che condizionano le prestazioni delle comunità energetiche, così come le loro possibilità di divenire attori significativi del mercato elettrico locale e della transizione energetica globale.

3.1 Il ruolo delle fonti di energia rinnovabile nella transizione energetica

In accordo con le politiche europee in materia di transizione energetica richiamate nel primo capitolo, negli ultimi decenni in Italia l'impatto delle FER nella produzione di energia è sensibilmente aumentato, soprattutto grazie al crescente contributo degli impianti fotovoltaici ed eolici. Se nel 2011 la capacità installata totale di impianti a fonte rinnovabile era di circa 41 GW, di cui circa 7 GW di impianti eolici e circa 13 di impianti fotovoltaici; nel 2021 si è giunti a superare la quota di 60 GW di capacità installata totale, di cui 22,5 GW di fotovoltaico e 11,3 GW di eolico [31].

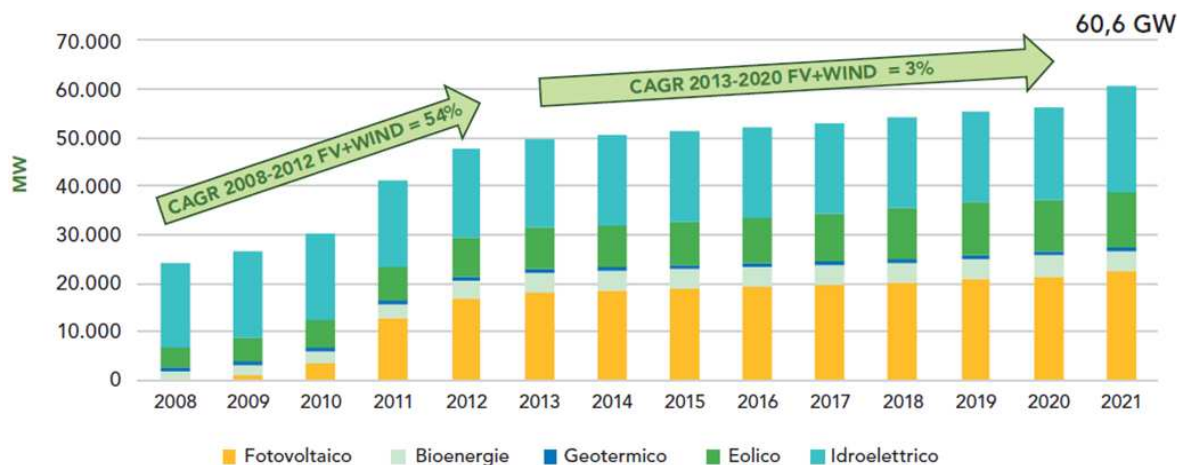


Fig. 20: Potenza complessiva installata da FER [31]

Dal grafico di cui sopra si evince che l’impatto dell’eolico e del fotovoltaico sulla capacità totale installata relativamente alle fonti rinnovabili sia in costante aumento, sebbene con indici di crescita differenti. Nello specifico, dal 2008 al 2012 si è registrato un tasso composto di crescita annuale (CAGR) del 54% mentre nel periodo 2013-2021 si è registrata una crescita costante del 3%. Questo dato è tornato a crescere sensibilmente negli ultimi due anni, arrivando a toccare quota 25,05 GW nel 2022 e 26,47 GW nel 2023 di capacità installata di impianti fotovoltaici. Allo stesso modo, la capacità installata di impianti eolici ha raggiunto i valori di 11,85 GW nel 2022 e 12,04 GW nel 2023 (Dati Terna). Con gli aumenti registrati negli ultimi anni, il fotovoltaico ha raggiunto la quota di potenza installata degli impianti idroelettrici (21,71 GW al 2023), divenendo la tecnologia con maggiore potenza installata nel territorio nazionale.

Si evidenziano delle differenze significative riguardo la distribuzione geografica degli impianti installati: per quanto riguarda gli impianti di generazione da fotovoltaico, le regioni con maggiore potenza installata sono Lombardia, Puglia, Emilia Romagna e Veneto; per quanto riguarda gli impianti di generazione da fonte eolica, Puglia, Sicilia e Campania sono le regioni con maggiore potenza installata.

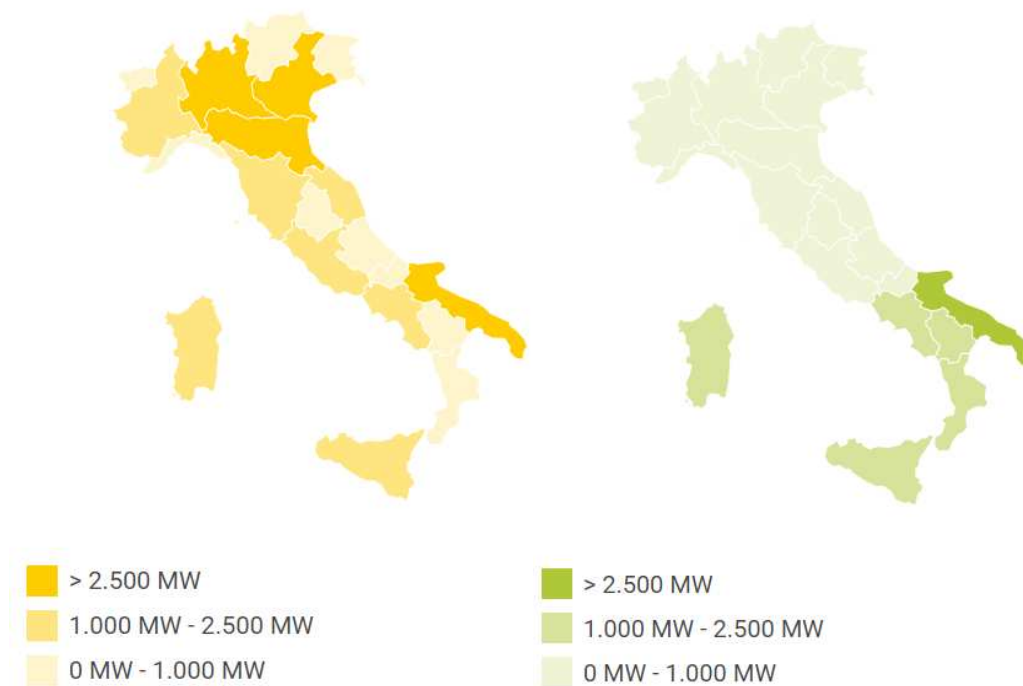


Figura 21: Potenza [MW] fotovoltaica ed eolica installata in Italia (fonte Terna 2023)

Considerando la contestuale diminuzione della quota di energia fornita dagli impianti termoelettrici tradizionali e l'andamento costante della domanda di energia elettrica a livello nazionale, che si attesta stabilmente attorno a livelli di 310-320 TWh/anno, l'aumento della capacità installata di FER ha portato a coprire il 36% della domanda di energia elettrica nel 2021 tramite la produzione di 112 TWh.

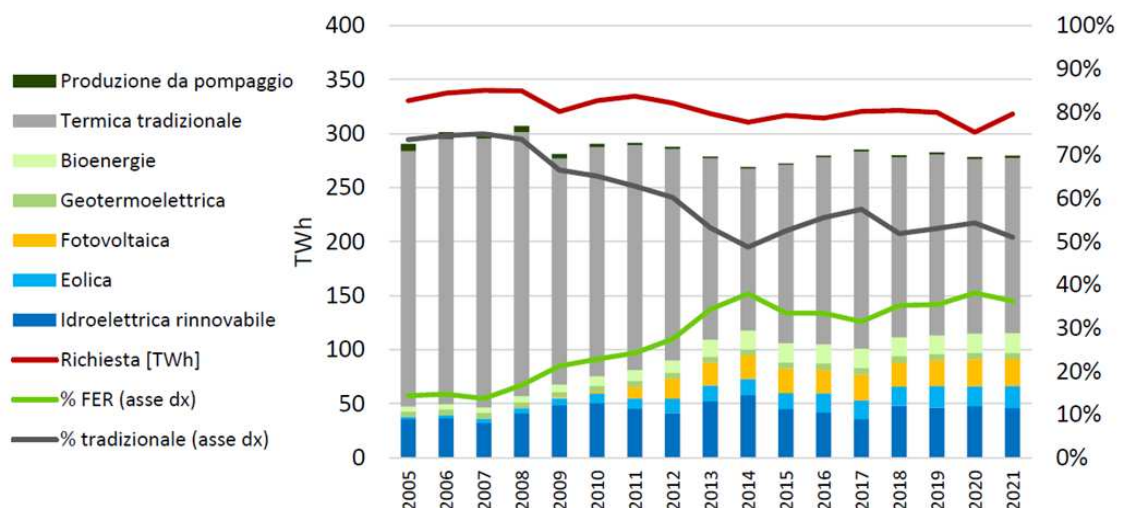


Figura 22: Copertura della domanda di energia elettrica [31]

Sulla base degli obiettivi fissati dal *Fit for 55* si prospetta la necessità di raggiungere entro il 2030 una capacità installata di impianti FER non programmabili pari a 101,5 GW, di cui 74,5 GW di fotovoltaico (solare distribuito e solare utility) e 26,9 GW di eolico [31].

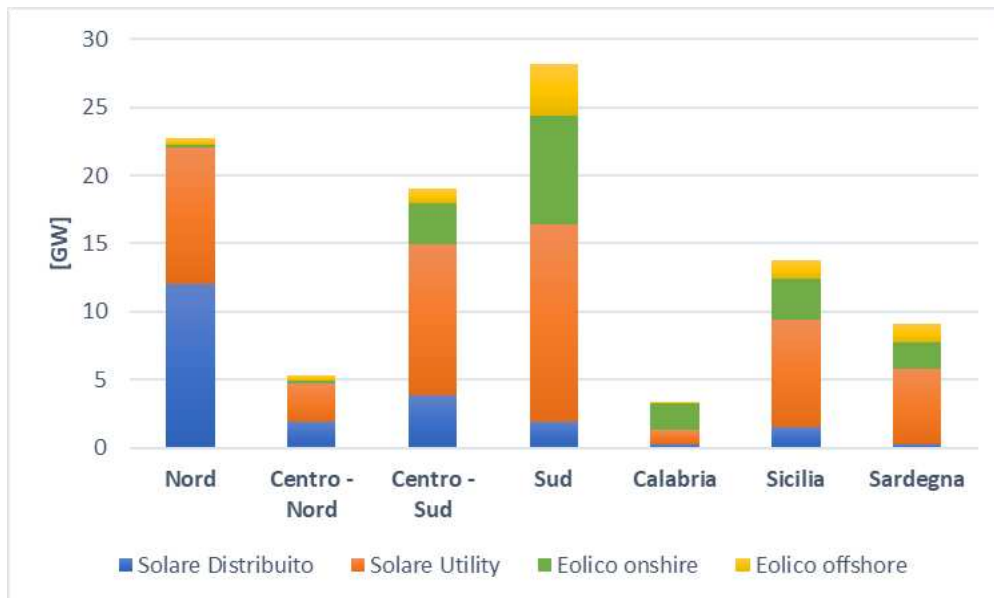


Fig. 23: Capacità solare e eolico secondo al 2030 scenario Terna- Snam FF55 [34]

Complessivamente, secondo lo scenario FF55 l'aumento della produzione da FER porterà entro il 2030 a generare 239 TWh (+113% rispetto al 2021) capaci di coprire il 65% della domanda di energia elettrica nazionale [34]. Raggiungendo questi traguardi sarà quindi possibile perseguire l'obiettivo dichiarato della neutralità climatica al 2050.

L'incremento delle fonti di energia rinnovabile nella copertura della domanda energetica, così come l'aumento degli attori esistenti all'interno del mercato e il conseguente passaggio dall'unidirezionalità alla multidirezionalità dei flussi energetici, modificano radicalmente le caratteristiche del sistema elettrico. Rispetto al nuovo assetto del mercato elettrico, le CER si pongono quali nuovi soggetti capaci sia di contribuire all'incremento della capacità installata di impianti da fonti rinnovabili che di partecipare alla fornitura di servizi di flessibilità. Fin dalla introduzione del concetto di comunità energetica nel contesto normativo europeo, direttiva 2018/2001 e direttiva 2019/944, il nuovo protagonismo riconosciuto ai consumatori tramite la promozione delle configurazioni di autoconsumo è stato da sempre collegato alla possibilità ed alla necessità di fornire flessibilità al sistema elettrico. I servizi di flessibilità sono un aspetto centrale di una corretta ed ottimale gestione della rete, in un contesto in cui aumenta il peso delle fonti

di energia non programmabile ed il numero di attori che partecipano alla generazione di energia. In quest'ottica, dal punto di vista delle comunità energetiche la fornitura di flessibilità si manifesta principalmente « attraverso lo stoccaggio dell'energia, ad esempio lo stoccaggio mediante l'utilizzo di veicoli elettrici, mediante la gestione della domanda o mediante meccanismi di efficienza energetica » [18]. In sede europea l'attenzione alla fornitura di flessibilità nelle reti di distribuzione si manifesta attraverso l'obiettivo di sviluppare ed incentivare in ciascun Stato membro un mercato dei servizi della flessibilità cui siano coinvolte anche le aggregazioni di utenti finali secondo quanto disposto dall'art. 32 della direttiva 2019/944.

Nei paragrafi successivi verranno analizzate le principali modalità con cui le comunità di energia rinnovabile possono partecipare ai meccanismi del mercato elettrico: accumulo di energia e gestione della domanda. In particolare, la possibilità di integrare sistemi di accumulo nelle configurazioni di autoconsumo diffuso, seppur come vedremo non sempre chiaro dal punto di vista normativo, consente di aumentare sensibilmente le prestazioni energetiche delle CER così come di agevolare la loro integrazione nel mercato elettrico.

3.2 Sistemi di accumulo

I sistemi di accumulo svolgeranno un ruolo centrale nella transizione energetica. Negli scenari al 2030 per il perseguimento degli obiettivi fissati dal FF55, l'aumento della capacità installata di impianti da fonti rinnovabili è accompagnato da un incremento della capacità di accumulo disponibile. Nei prossimi dieci anni si prevede un innalzamento della capacità di accumulo complessiva fino al raggiungimento di 95 GWh di cui si stima che 16 GWh saranno relativi a impianti di tipo *small-scale* tra cui gli impianti implementati dalle comunità energetiche. Rispetto alla distribuzione geografica, circa il 60% degli impianti *small-scale* saranno installati nelle regioni del Nord Italia.

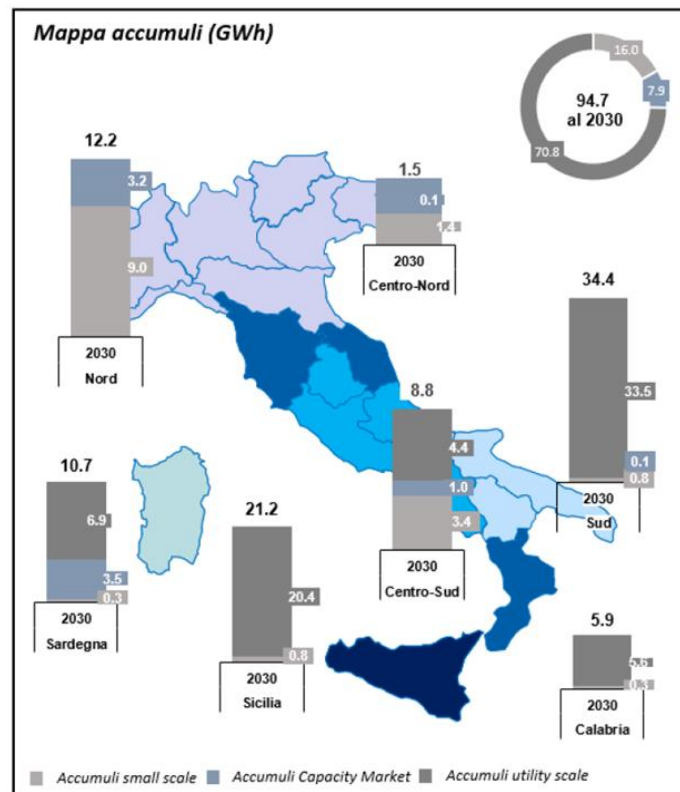


Figura 24: Evoluzione capacità totale di accumulo (GWh) al 2030 secondo scenario FF55 [34]

L'integrazione di sistemi di accumulo negli impianti da fonti rinnovabili non programmabili consente di ottenere numerosi vantaggi. In particolare, l'implementazione di sistemi di accumulo nelle CER permette di massimizzare l'autoconsumo ed aumentare la programmabilità dell'impianto di produzione di energia, svolgendo attività di *peak-shaving* e *load levelling*. L'attività di *peak shaving* consiste nella possibilità di smussare i picchi di produzione di energia immagazzinando l'eccesso di produzione al fine di limitare il *curtailment*, ovvero l'interruzione della produzione che si verifica in condizioni di eccessivo squilibrio tra domanda e offerta di energia sulla rete mentre il *load levelling* consiste invece nel livellare i picchi di potenza richiesti dal carico. In entrambi i casi, l'accumulo di energia generata dagli impianti di produzione consente di posticiparne l'erogazione in base alle necessità della comunità.

In primo luogo, l'integrazione dei sistemi di accumulo nelle comunità di energia rinnovabile manifesta degli effetti positivi su due fronti. Dal punto di vista interno, la possibilità di gestire l'erogazione e la ripartizione dell'energia aumenta sensibilmente le prestazioni energetiche della configurazione. Dal punto di vista sistemico, l'opportunità

di gestire flussi energetici servendosi di impianti di accumulo, consente potenzialmente di fornire servizi di flessibilità alla rete in caso di necessità.

Posto che l'accessibilità ai sistemi di accumulo è, ad oggi, fortemente limitata in virtù degli eccessivi costi relativi alle tecnologie utilizzate, la loro integrazione negli impianti di produzione da fonte rinnovabile delle comunità dipende fortemente dalla possibilità di beneficiare di incentivi. Occorre dunque considerare il modo in cui la normativa tratta l'energia che transita dai sistemi di accumulo nella valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa. Sebbene, come analizzato nel primo capitolo, non siano ancora state pubblicate le Regole Tecniche attuative della delibera ARERA 727/22, è possibile considerare i principi contenuti in quest'ultima. Il TIAD, nel caso di configurazioni con sistemi di accumulo, definisce l'energia elettrica prelevata ai fini della condivisione come:

in ogni ora e per l'insieme dei punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato che rilevano ai fini di una configurazione per l'autoconsumo diffuso, la somma dell'energia elettrica prelevata e del prodotto tra il valore assoluto dell'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo ai fini della successiva immissione in rete e il rendimento medio del ciclo di carica/scarica dell'accumulo, al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione ai sensi dell'articolo 16 del TIT, della deliberazione 574/2014/R/eel e della deliberazione 109/2021/R/eel.

In questo modo, l'energia elettrica autoconsumata e incentivata sarà, per ogni ora, pari al valore minimo tra l'energia elettrica prelevata ai fini della condivisione, come sopra definita, e l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione, la cui definizione rimane inalterata. Di conseguenza, il TIAD supera uno dei limiti emersi dalla regolazione prevista dalla delibera 318/2020/R/eel che escludeva dal calcolo dell'energia elettrica autoconsumata l'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo non integrati negli impianti di produzione e successivamente reimmessa in rete.

La soluzione adottata dal TIAD, in linea con il documento per la consultazione 390/2022/R/eel, permette di aggirare le difficoltà dovute al calcolo della quota parte dell'energia assorbita dai sistemi di accumulo non integrati, generata dagli impianti di produzione della configurazione e successivamente reimmessa in rete.

Riassumendo, il contesto italiano sta evolvendo verso una sempre maggiore integrazione dei sistemi di accumulo nel mercato elettrico in linea con la strategia energetica europea.

In questo senso, la regolamentazione tracciata dal TIAD, attraverso la loro parziale inclusione nei meccanismi di incentivazione, testimonia un impegno verso un maggiore sviluppo di queste tecnologie anche a supporto delle configurazioni di autoconsumo diffuso. Ciò nonostante, le novità del TIAD in tal senso non consentono di superare totalmente le difficoltà riguardanti l'integrazione dei sistemi di accumulo nelle configurazioni previste, in virtù della perdurante incertezza rispetto alle effettive modalità di implementazione e remunerazione consentite. Ad oggi, gli eccessivi costi delle tecnologie di stoccaggio e la lentezza e ambiguità degli interventi regolatori continuano a impedire una capillare diffusione di questi sistemi a supporto di impianti *small-scale*.

3.3 Gestione della domanda

La gestione della domanda, così come visto nel caso di Magliano Alpi, è una delle principali modalità attraverso le quali è possibile migliorare le performance energetiche ed economiche di una comunità di energia rinnovabile senza modificare le caratteristiche della configurazione. Una gestione comparata delle curve di carico degli utenti e delle curve di produzione degli impianti della comunità consente di ottimizzare i prelievi per massimizzare la quantità autoconsumata e incentivata.

Allo stesso modo, integrando dei sistemi di accumulo nella configurazione di autoconsumo, è possibile modificare la domanda in funzione delle esigenze della rete di distribuzione, in modo da ottimizzare la generazione di energia dagli impianti di produzione della comunità e consentire la fornitura di servizi di flessibilità alla rete. Questa attività prende il nome di *demand response* e consiste nella disponibilità di un'entità di adattare i propri consumi, aumentandoli o riducendoli in funzione dei picchi del mercato elettrico e di ricevere un compenso economico per il servizio reso. L'attività di *demand response* ha degli importanti benefici strutturali in quanto permette agli operatori di rete di stabilizzare le fluttuazioni del carico, di ridurre e posticipare gli investimenti per l'ampliamento della capacità della rete e la messa in opera di ulteriori infrastrutture di rete.

Occorre ribadire che nell'ottica delle comunità energetiche, l'eventuale fornitura di servizi di flessibilità alla rete va considerata come attività residuale al fine di offrire un supporto sistemico in caso di richiesta da parte della rete e non come una delle sue

principali attività attraverso cui generare profitti. L'obiettivo della comunità è sempre il perseguimento di finalità ambientali, sociali ed economiche tramite lo sviluppo dell'autoconsumo diffuso.

La possibilità del gestore della rete di disporre di una quantità di energia di riserva, a livello locale, fornita dalle comunità che integrano sistemi di accumulo, offre un contributo positivo anche in termini di sicurezza energetica in caso di guasti o parziali interruzioni del servizio.

3.4 L'evoluzione della rete di distribuzione

Come abbiamo visto nel primo capitolo, i gestori della rete di distribuzione svolgono un ruolo di primo piano nel funzionamento delle CER fin dal momento della loro definizione territoriale, individuando le aree sottese alle cabine primarie. I DSO rappresentano dunque degli interlocutori fondamentali delle comunità energetiche e per approfondire le modalità di azione delle comunità all'interno del mercato elettrico, risulta di primaria importanza indagare la relazione che intercorre tra queste e i gestori della rete di distribuzione. Nonostante oltre il 90% della rete di distribuzione italiana sia gestita da tre operatori (E-Distribuzione, Unareti e Areti), in Italia operano un totale di 127 DSO dislocati sull'intero territorio nazionale per un totale di più di 1 milione di chilometri di rete. L'elevato numero di operatori di distribuzione è soprattutto dovuto a una lunga tradizione di cooperative energetiche che offrono servizi energetici in aggiunta alla fornitura di energia. Questa tradizione è maggiormente radicata nella regione del Trentino-Alto Adige, in cui operano ben 59 DSO che gestiscono appena il 2% della rete di distribuzione nazionale [35]. Ciascun gestore di rete di distribuzione è responsabile degli sbilanciamenti, ossia delle differenze orarie tra prelievi ed immissioni, che si verificano sulla porzione di rete gestita. In questo senso, le comunità energetiche possono svolgere un importante ruolo ausiliario rispetto alle attività operate dai DSO sia per quanto riguarda la fornitura di flessibilità, anche attraverso lo stoccaggio di energia, che rispetto alla riduzione delle perdite di rete.

Per approfondire il ruolo che i gestori della rete di distribuzione possono svolgere nel favorire le attività delle CER e il loro sviluppo su larga scala, verrà analizzata l'esperienza

del DSO E-Distribuzione attraverso l'analisi contenuta in *Italian energy communities from a DSO's perspective* [36].

E-Distribuzione attraverso l'utilizzo di Open Meter, uno *smart meter* di seconda generazione (CE2G), fornisce indicazioni in tempo reale ai clienti circa i propri consumi energetici. Inoltre, attraverso l'utilizzo di un canale di comunicazione Power Line, consente ai clienti finali di interagire con altri attori del mercato e permette ai fornitori dei servizi energetici e agli aggregatori di offrire servizi di *demand-response* premiando la flessibilità del cliente in funzione delle esigenze di bilanciamento del sistema. L'implementazione di soluzioni come Open Meter è centrale nel favorire le attività e lo sviluppo delle CER in quanto consente di ricevere dati in tempo reale rispetto ai prelievi e ai consumi energetici. La raccolta e la fornitura di informazioni in tempo reale sono delle caratteristiche imprescindibili per implementare una rete capace di minimizzare i disservizi, gestire le congestioni e facilitare la produzione e condivisione di energia da fonti rinnovabili. Tra gli obiettivi definiti da E-Distribuzione per la creazione di una rete più intelligente vi è la sostituzione totale degli attuali contatori (circa 32 milioni di unità) e l'installazione di nuovi contatori di seconda generazione per un totale di circa 41 milioni di contatori entro 2031 [37]. L'implementazione di contatori CE2G rappresenta solo uno degli sforzi introdotti dai DSO per migliorare la gestione della rete di distribuzione.

A tal proposito, risulta utile analizzare il progetto ComESto (*Community Energy Storage*), finanziato dal Programma PON Ricerca e Innovazione 2014-2020, che nasce da un consorzio di 15 partner tra cui E-Distribuzione, con lo scopo di sfruttare un sistema di accumulo distribuito all'interno della comunità per permettere agli utenti finali, sia prosumers che consumers, di partecipare attivamente al mercato dell'energia. La gestione del sistema avviene mediante il meccanismo di *demand-response* (DR) in modo tale da gestire simultaneamente gli impianti di generazione e quelli di accumulo. In ComESto l'utente finale è un utente consapevole e, in questo modo, è spinto ad assumere un ruolo proattivo all'interno della comunità ed attraverso una gestione puntuale dei propri consumi riesce ad incrementare sia l'efficienza energetica che i benefici economici. Il progetto propone come strumento per rendere la rete sempre più smart lo sviluppo di un sistema ibrido basato su DC-nanogrid, impiegate per integrare la generazione da fonte rinnovabile e gli accumuli con le utenze finali. Attraverso l'aggregazione di una pluralità

di soggetti è infatti possibile interagire con il DSO, in modo tale da gestire nel modo più efficiente possibile il sistema elettrico e raggiungere i target in termini di sicurezza e resilienza del sistema. ComESto si serve di una piattaforma hardware e software per la gestione del sistema di accumulo e attraverso l'implementazione di sistemi di Intelligenza Artificiale ed algoritmi di Machine Learning, sviluppa dei modelli di previsione, produzione e carico attraverso i quali è possibile fornire servizi di dispacciamento al DSO, funzionando come una Smart Grid. Questi strumenti, integrando la produzione da FER con i sistemi di stoccaggio, possono essere usati dalle comunità energetiche al fine di aumentare la quantità di energia condivisa e la quantità di energia autoconsumata.

Un'altra realtà interessante è EU-SysFlex (Sistema paneuropeo con un efficiente uso coordinato delle flessibilità per l'integrazione di un'ampia quota di FER), progetto finanziato da Horizon 2020 e attivo sia in Italia che in altri cinque paesi europei quali Francia, Finlandia, Germania, Irlanda e Portogallo. Il progetto pilota italiano è gestito da E-Distribuzione e valuta l'erogazione di servizi di flessibilità ai gestori di rete da parte di risorse MT/BT distribuite, tra cui le comunità energetiche. Il progetto EU-SysFlex testimonia l'impegno di E-Distribuzione verso l'apertura dei servizi di flessibilità alle reti di distribuzione. È importante sottolineare che l'apertura delle reti di distribuzione non comporta la possibilità per le comunità energetiche di gestire direttamente una parte della rete di distribuzione sostituendosi al DSO; infatti, al fine di mantenere un alto livello di affidabilità e qualità dei servizi, a garanzia di tutti gli attori coinvolti si prevede che la gestione della rete rimanga di competenza dei DSO [36].

In conclusione, l'evoluzione del mercato elettrico testimoniata dalle politiche di E-Distribuzione, in particolare rispetto agli investimenti effettuati sui contatori di seconda generazione, così come lo sviluppo di progetti come ComESto ed EU-SysFlex, evidenziano l'importanza che avrà l'apertura delle reti di distribuzione ai mercati della flessibilità all'interno del processo di transizione energetica dei prossimi anni. In questo senso, si delineano due sfide: per quanto riguarda i DSO, bisognerà garantire l'affidabilità e la resilienza delle reti di distribuzione nonostante l'aumento significativo dei produttori di energia mentre, dal punto di vista delle comunità energetiche, si tratterà di sfruttare a pieno le possibilità aperte dall'ampliamento dei servizi erogabili.

3.5 Verso un mercato della flessibilità

Le possibilità offerte dalla diffusione dei sistemi di accumulo e delle pratiche di gestione della domanda di energia, così come la diffusione di innovazioni tecnologiche quali i contatori intelligenti, offrono la possibilità a una moltitudine di piccoli attori di contribuire attivamente non solo alla produzione di energia ma anche alla stabilità e affidabilità della rete di distribuzione locale fornendo servizi di flessibilità ai DSO. Questa possibilità necessita un'evoluzione del ruolo del DSO e una gestione differente delle reti di distribuzione nell'ottica di una creazione di un vero e proprio mercato della flessibilità. Di fatto, l'art. 32 della direttiva 2019/944 prevede che gli Stati membri incentivino la fornitura di flessibilità per le reti di distribuzione tramite l'apertura di procedure di mercato cui possano partecipare gli attori della generazione distribuita, testimoniando l'impegno europeo verso una gestione diffusa delle reti di distribuzione.

La creazione di un mercato della flessibilità nella distribuzione di energia elettrica solleva numerosi interrogativi rispetto alle possibili modalità di implementazione e funzionamento di tale sistema. Nei diversi paesi europei sono infatti in corso numerosi progetti pilota ed anche in Italia si discutono le modalità con cui attivare queste procedure. Per provare a immaginare quali potranno essere le future evoluzioni del contesto italiano in tal senso, può essere molto utile rivolgere l'attenzione sul funzionamento di alcuni progetti virtuosi che sono stati sviluppati in Europa. L'analisi dell'articolo *Flexibility markets: Q&A with project pioneers* [38] offre un'interessante prospettiva analizzando le esperienze di Piclo Flex nel Regno Unito, Enera in Germania, GOPACS in Olanda e NODES in Norvegia.

Piclo Flex è una piattaforma per i servizi di flessibilità attiva in Regno Unito dal 2019, anno in cui ha supportato uno dei DSO britannici, UK Power Networks (UKPN), per effettuare le prime gare di flessibilità relative agli anni 2019/20 e 2020/21. È stata indetta una gara per ogni servizio e per più periodi contrattuali a cui hanno potuto partecipare tutte le risorse flessibili appartenenti alla stessa area geografica.

Il progetto Enera, realizzato dalla collaborazione tra la borsa elettrica EPEX SPOT, un gruppo energetico, un TSO ed un DSO tedeschi, sfrutta un impianto pilota al fine di offrire

servizi di flessibilità in alcune località della rete e ridurre le possibili congestioni partecipando al mercato infragiornaliero.

GOPACS (*Grid Operators Platform for Congestion Solutions*) a differenza degli altri tre casi analizzati non è una piattaforma di mercato ma assume il ruolo di intermediario tra i differenti operatori del sistema. GOPACS è collegato a una piattaforma infragiornaliera nazionale (ETPA) ed identifica la migliore soluzione per risolvere le congestioni in una determinata zona. Inizialmente GOPACS è stata avviata per fornire servizi di flessibilità alla rete di trasmissione ma, in una fase successiva è stata prevista la possibilità di far partecipare anche configurazioni connesse alle reti di distribuzione. Infine, NODES è un operatore di mercato indipendente, attivo in Norvegia e Germania e nato dalla collaborazione tra l'utility norvegese Agder Energi e la borsa elettrica europea Nord Pool.

Tutti e quattro i progetti considerati prevedono una partecipazione volontaria al mercato della flessibilità e nessuno di essi, in virtù della non ancora maturità di mercati di questo tipo, prevede l'attivazione di sanzioni ai partecipanti per la mancata somministrazione del servizio.

Il primo interessante interrogativo che si pongono gli autori dell'articolo riguarda la possibilità di integrare o meno il mercato della flessibilità all'interno dei mercati elettrici esistenti. Dall'osservazione del contesto europeo emergono due strategie principali riguardo la forma che dovrà assumere il mercato della flessibilità. La prima strategia prevede di creare delle piattaforme di flessibilità che siano separate per quel che riguarda la gestione delle congestioni, in cui gli operatori di rete (DSO) siano al contempo facilitatori neutrali del mercato ed acquirenti unici. La seconda strategia propone invece di avere un modello di mercato integrato, in cui i DSO delegano la fornitura dei servizi di flessibilità per la gestione della congestione sfruttando mercati esistenti. Tra i progetti analizzati Piclo Flex ed Enera prevedono l'utilizzo di piattaforme separate mentre GOPACS E NODES prevedono un mercato della flessibilità integrato nei mercati elettrici esistenti.

In Piclo Flex le gare di appalto per la flessibilità vengono organizzate con dei tempi di consegna di almeno sei mesi mentre si prevede che la durata del contratto debba essere compresa tra due e quattro mesi. Affinché un fornitore possa partecipare alla gara deve

presentare le offerte di disponibilità ed utilizzo, indicando il tempo massimo di funzionamento. La disponibilità di flessibilità data al DSO non deve essere intesa per l'intero periodo contrattuale ma soltanto per una finestra di servizio all'interno del periodo che viene stabilito prima della gara. La piattaforma Enera, invece, associa con un mercato infragiornaliero le offerte inviate dai fornitori di flessibilità agli ordini di domanda di flessibilità emanati dai DSO.

GOPACS e NODES sono integrati nella sequenza esistente dei mercati. In GOPACS le offerte di flessibilità vengono considerate come un sottoinsieme del portafoglio ordini infragiornaliero (all'ingrosso) mentre in NODES gli operatori di rete forniscono le offerte di flessibilità sulla stessa piattaforma dei BRP (*Balancing Responsible Party*). In entrambi i casi, i fornitori di flessibilità possono presentare offerte diverse evitando doppie attivazioni. Secondo gli autori, la scelta più promettente sarebbe la creazione di un mercato della flessibilità integrato funzionante attraverso il meccanismo delle aste, capace dunque di garantire sia le necessità dei gestori della rete che di assicurare l'inclusione di tutti gli attori del mercato, compresi quelli più piccoli.

La seconda domanda cui bisogna rispondere per implementare un mercato della flessibilità riguarda il soggetto cui attribuire la gestione di questo mercato. Per quanto riguarda questo aspetto, tutti e quattro i progetti analizzati sono sviluppati e gestiti da dei soggetti terzi. Secondo gli autori, affidare la gestione del mercato della flessibilità ad un soggetto differente dagli operatori di rete, ovvero dai DSO e dai TSO, garantirebbe una maggiore trasparenza e neutralità nella fornitura del servizio evitando qualsiasi conflitto di interesse, in particolare nel caso in cui l'operatore di rete disponga di impianti di stoccaggio. Inoltre, affidare il coordinamento del mercato ad un soggetto differente consente di sfruttare un maggiore *know-how* nella creazione di piattaforme di mercato rispetto alle competenze offribili dai gestori di rete. Anche in questo caso, per alcune fasi della gestione del mercato si prevede un coinvolgimento dei DSO, ad esempio per quanto riguarda la convalida delle offerte.

La terza delle domande che si pongono gli autori riguarda il pagamento delle prenotazioni. Al momento soltanto Piclo Flex implementa questa funzione ma anche gli altri tre progetti sono favorevoli ad istituire mercati di prenotazione a lungo termine. Questa pratica sarebbe vantaggiosa sia per il gestore di rete che per le altre parti del

mercato e permetterebbe di superare l'incertezza sui ricavi futuri; in particolare attraverso contratti a lungo termine che prevedono tempi di consegna e durata abbastanza lunghi da garantire un ritorno sicuro sull'investimento per l'infrastruttura. Inoltre, istituire contratti a lungo termine, così come fissare dei *price cap*, è un utile strumento per limitare le manipolazioni sui mercati della flessibilità.

Tra i possibili effetti negativi del pagamento delle prenotazioni, gli autori evidenziano come tale pratica possa causare una possibile diminuzione in termini di efficienza a breve termine. Invece, tra le argomentazioni contrarie ai contratti a lungo termine presentate, risulta di particolare importanza il possibile effetto discriminatorio che questa pratica potrebbe comportare. Per alcune risorse con capacità limitata, infatti, la prenotazione può fungere da barriera in ingresso per le risorse di flessibilità in quanto per questi soggetti potrebbe essere complicato garantire la fornitura di flessibilità a lungo termine.

Il quarto dei sei quesiti analizzati dagli autori riguarda la possibilità di standardizzare i prodotti all'interno del mercato della flessibilità. La standardizzazione dei prodotti rientra tra le caratteristiche di tutti i progetti analizzati ad eccezione di NODES. La possibilità di standardizzare i prodotti consente di stabilire un ordine di merito utile alla trasparenza dei prezzi ed alla chiarezza nel definire le regole della competizione. Di contro, la standardizzazione crea delle difficoltà nel soddisfare in modo specifico le esigenze degli operatori di rete. In NODES, ad esempio, i fornitori di flessibilità possono utilizzare diversi parametri per definire le offerte, andando a creare un vasto catalogo di offerte di flessibilità. Gli acquirenti, in questo modo, possono sia selezionare le offerte più vantaggiose per loro all'interno del catalogo, sia creare un modello specifico utilizzando i parametri che preferiscono. Secondo gli autori un approccio a catalogo consente ai fornitori di flessibilità di personalizzare in modo dettagliato le offerte, specificando alcune caratteristiche del servizio che in caso di prodotti standardizzati non verrebbero dichiarate. Di conseguenza, un approccio a catalogo agisce come incentivo per la fornitura di un servizio qualitativamente superiore.

Il penultimo interrogativo rispetto all'organizzazione del mercato della flessibilità riguarda la possibile cooperazione TSO-DSO. Il caso più rilevante in tal senso è quello di GOPACS che coinvolge un TSO e quattro DSO e rappresenta una delle prime piattaforme in cui le relazioni tra i due sistemi sono implementate senza che si verifichino

conflitti. Sia Enea che NODES consentono ai TSO di acquisire flessibilità utilizzando la stessa piattaforma che usano i DSO; in particolare su Enea è prevista la possibilità di utilizzare un accoppiamento virtuale che consente di filtrare le offerte all'interno della piattaforma di mercato ed evitare conflitti. Piclo Flex, invece, coinvolge soltanto i DSO che devono però notificare ai TSO l'attivazione del servizio di flessibilità per la gestione delle congestioni.

La possibilità di prevedere l'utilizzo di un'unica piattaforma per la fornitura del servizio di flessibilità sia al livello della rete di trasmissione che della rete di distribuzione, sebbene presenti un maggior livello di complessità di implementazione, permette un coordinamento in tempo reale tra TSO e DSO e semplifica l'accesso al servizio per i fornitori di flessibilità. Disporre di un'unica piattaforma con cui amministrare le esigenze di flessibilità della rete a tutti i livelli consentirebbe una gestione più rapida e efficiente delle congestioni di rete a livello locale.

Infine, il sesto e ultimo interrogativo che secondo gli autori è necessario porsi per analizzare un mercato della flessibilità riguarda la possibile cooperazione DSO-DSO. Tutte le piattaforme dei progetti pilota analizzati prevedono il coinvolgimento di più DSO. In generale, infatti, gli autori evidenziano come l'utilizzo di un'unica piattaforma abbia degli effetti positivi in termini di riduzione dei costi di apprendimento da parte dei fornitori dei servizi di flessibilità, di maggiore facilità di coordinamento con il TSO e di maggiore efficacia del servizio attraverso una gestione coordinata della risoluzione delle congestioni di rete da parte dei diversi DSO.

In conclusione, dall'analisi comparativa sviluppata nel contributo analizzato si evincono i principali interrogativi che riguardano la creazione di un mercato della flessibilità che fornisca servizi alla rete di distribuzione. Le modalità di funzionamento di questo mercato, così come l'orizzonte temporale di riferimento, il soggetto cui affidare la gestione della piattaforma e la definizione delle caratteristiche di coordinamento tra i diversi DSO e tra questi e i TSO, sono tutte questioni fondamentali per garantire una gestione efficiente ed affidabile delle congestioni di rete. Le caratteristiche con cui si intenderà definire il mercato della flessibilità per le reti di distribuzione riguardano direttamente le possibilità di azione e sviluppo delle comunità di energia rinnovabile. Per consentire alle CER di partecipare a pieno titolo alla fornitura di flessibilità occorrerà

garantire che tale mercato non predisponga delle barriere in ingresso troppo elevate, ad esempio sfruttando il meccanismo delle aste e prevedendo prodotti non standardizzati.

3.6 Le possibilità offerte della tecnologia blockchain

L'effettivo sviluppo delle comunità energetiche e la loro partecipazione attiva al mercato elettrico quali attori capaci tanto di contribuire alla immissione di energia (partecipando alla copertura del fabbisogno energetico locale), quanto di supportare una efficace gestione della rete (tramite la fornitura di servizi di flessibilità), comporta la necessità di risolvere numerose problematiche relative alle loro modalità di funzionamento. Le comunità energetiche sono di fatto dei piccoli ecosistemi energetici. Riunendo virtualmente un numero limitato di consumatori e prosumer, le CER partecipano alla produzione ed alla vendita di energia, alla gestione della domanda e alla regolazione dei consumi, contribuendo attivamente al funzionamento del mercato energetico locale.

La corretta gestione delle numerose attività che le comunità energetiche possono svolgere, necessita l'implementazione di un sistema complesso capace di gestire i numerosi dati provenienti in tempo reale dai punti di connessione degli utenti e di rispondere in modo efficace alle mutabili esigenze della comunità; anche in considerazione delle variazioni di mercato. Come evidenziato fin dall'inizio di questa trattazione, lo sviluppo delle comunità energetiche è indissolubilmente legato alle innovazioni tecnologiche in materia di *smart meter*, impianti di accumulo, piattaforme di gestione dati, IoT (*Internet of Things*) e domotica. In questo senso, uno dei campi di ricerca più innovativi degli ultimi anni riguarda la possibile applicazione della tecnologia blockchain al campo delle comunità energetiche.

Ghiani et al. 2022 [39] presentano un'interessante simulazione riguardo un modello di comunità energetica che tramite un sistema di gestione dell'energia della comunità (*Community Energy Management System - CEMS*) implementa un mercato di tipo *peer to peer* (P2P) attraverso l'utilizzo di *Smart Meter* (SM) con unità di gestione dell'energia integrate (*Energy Management Unit - EMU*) ed un sistema di comunicazione blockchain. Come visto nel caso di Magliano Alpi, una comunità di energia che riunisce utenti distribuiti con dotazioni e ruoli differenti, necessita di un sistema centrale cui inviare i

dati relativi alle singole utenze e provenienti dai contatori intelligenti installati presso ogni punto di connessione dei clienti.

Il sistema di gestione acquista ancora più rilevanza con l'aumentare del numero dei membri della comunità e al moltiplicarsi delle attività cui la comunità è coinvolta (ricarica dei veicoli elettrici, fornitura di servizi di flessibilità, ecc.).

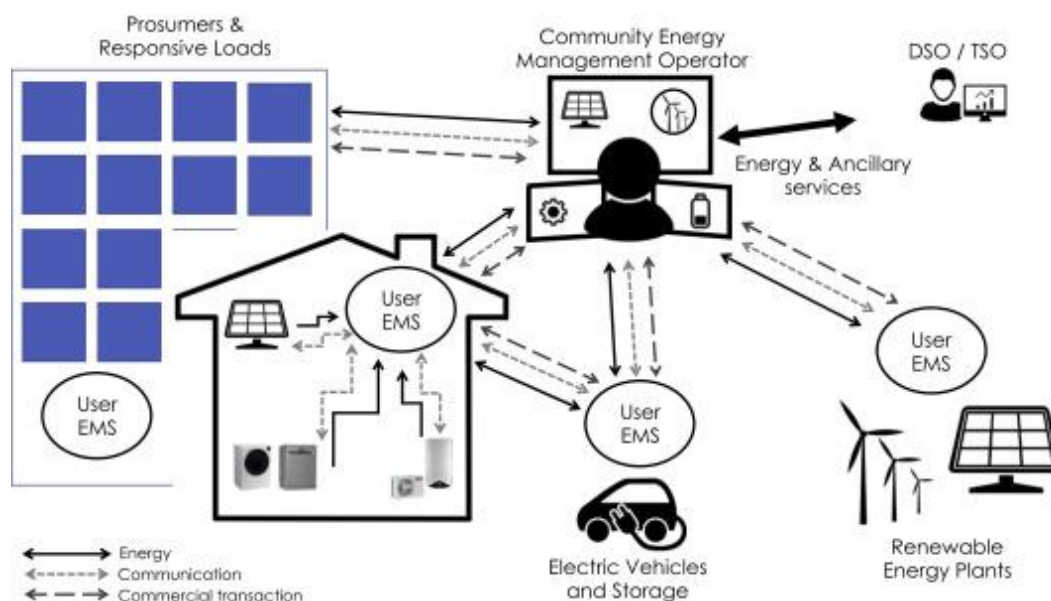


Fig. 25: Esempio di un'aggregazione di risorse distribuite con una comunità [39]

Il CEMS è responsabile del coordinamento di tutte le attività della comunità, sia per quanto riguarda l'ottimizzazione dei consumi e la massimizzazione dell'energia condivisa, che rispetto alla fornitura dei servizi di flessibilità al gestore della rete. In questa attività di coordinamento svolgono un ruolo centrale i dispositivi SM/EMU. Nello specifico, ciascun *smart meter* che integra un'unità di gestione dell'energia governa i consumi e la produzione (nel caso di prosumer) di ciascun componente della configurazione e invia i dati al CEMS per il coordinamento delle attività della comunità. In particolare, il sistema integrato SM/EMU consente in primo luogo la misurazione della potenza, della tensione, della frequenza dei consumi dei singoli utenti. Secondariamente, consente di effettuare operazioni in tempo reale di gestione dell'autoconsumo, bilanciamento energetico e *deman-response*, sulla base dei dati integrati. Pertanto, grazie al coordinamento tra il sistema SM/EMU ed il CEMS è idealmente possibile svolgere tutte le attività discusse precedentemente, circa il corretto ed ottimale funzionamento di una comunità di energia rinnovabile e la sua partecipazione al mercato. Tale funzione

viene svolta attraverso l'integrazione di una piattaforma capace di eseguire dei protocolli di azione predefiniti sulla base di una elaborazione continua delle informazioni in tempo reale sui consumi e la produzione della comunità e sulle richieste relative alle congestioni di rete ed alle condizioni di mercato. In questo senso, la tecnologia blockchain risulta particolarmente promettente in quanto permette l'aggregazione di una grande mole di dati garantendo elevati livelli di trasparenza e sicurezza. Inoltre, l'implementazione della tecnologia blockchain consente un controllo completamente decentralizzato e virtuale della comunità di energia rinnovabile, pone al centro i singoli utenti e manifesta degli effetti positivi anche rispetto alle modalità di ripartizione degli incentivi [23].

Secondo gli autori la tecnologia blockchain rappresenta un utile strumento per garantire una comunicazione sicura e continua tra gli utenti di una comunità energetica, assicurando l'affidabilità delle transazioni e la protezione dei dati. In particolare, viene proposto un modello di comunità energetica funzionante attraverso un mercato P2P basato su tecnologie *distributed ledger*. La comunità oggetto di analisi coinvolge in totale dieci membri collegati ad una cabina MT/BT, quattro dei quali sono *prosumer*; la produzione di energia della comunità proviene da generazione da fotovoltaico. L'immagine sottostante esemplifica lo schema della configurazione:

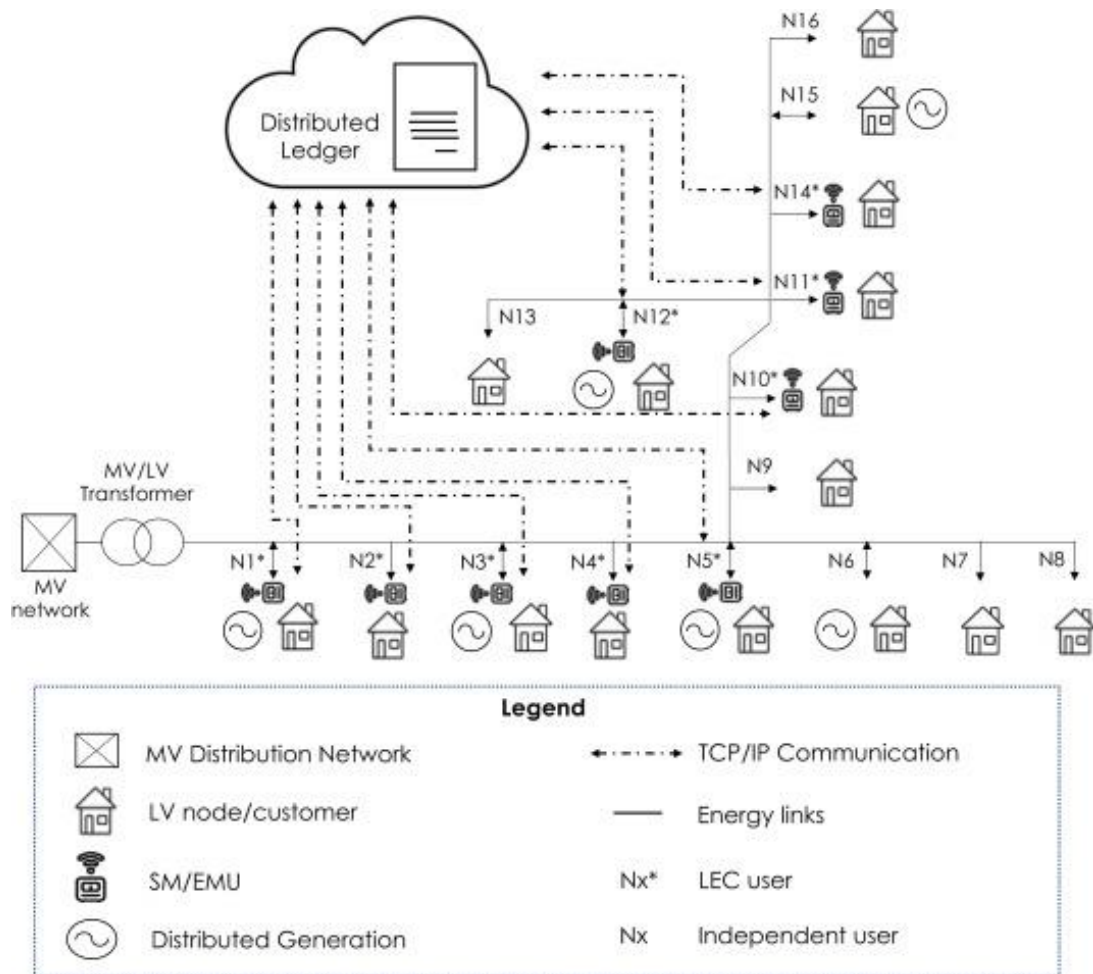


Figura 26: Esempio di mercato blockchain P2P applicato a una comunità energetica [39]

Il sistema proposto funziona come segue: ogni dispositivo *smart* degli utenti della comunità consente di fare delle offerte sul mercato e dispone di un algoritmo di *machine learning* per massimizzare il profitto sulla base delle condizioni di mercato. Ciascuna offerta è registrata tramite blockchain e messa a disposizione del sistema generale. Una volta effettuate le offerte, ciascun dispositivo opera in accordo con gli altri dispositivi del sistema per trovare una soluzione di equilibrio ottimale che minimizzi i costi e rispetti i requisiti tecnici. Questa soluzione viene registrata tramite blockchain e ricondivisa tra i vari dispositivi in modo tale che ciascuno di essi possa adattare i consumi e la produzione di energia di ciascun utente in maniera conforme. Dai test effettuati dagli autori dello studio non è emersa alcuna particolare criticità rispetto al funzionamento dei meccanismi della comunità energetica, nonostante l'utilizzo di sistemi hardware a basso costo relativamente alla realizzazione degli EMU. Così come evidenziato nel caso dei dispositivi di accumulo, la riduzione dei costi è una questione centrale riguardo

l'implementazione di sistemi tecnologici complessi e innovativi in realtà locali di piccola scala.

I modelli di comunità energetica che sfruttano la tecnologia blockchain, come quello proposto dal contributo di cui sopra, presentano delle indubbe potenzialità in particolare riguardo alla possibilità di creare un sistema totalmente decentralizzato e capace di quantificare in maniera puntuale il contributo dei singoli utenti. Ciò nonostante, questi sistemi presentano delle criticità ancora irrisolte rispetto ai temi della privacy e della praticità di integrazione nel sistema attuale. La raccolta continua e la memorizzazione dei dati relativi alle abitudini di consumo dei singoli utenti necessitano di dover garantire elevati livelli di sicurezza e di assicurare l'anonimizzazione dei dati personali. Inoltre, devono ancora essere affrontate diverse questioni normative rispetto alle possibilità di utilizzo di questi sistemi.

Riassumendo, sebbene la tecnologia blockchain apra numerose possibilità promettenti per lo sviluppo futuro delle comunità energetiche, interesse testimoniato dalle differenti pubblicazioni scientifiche degli ultimi anni e dalle numerose proposte sviluppate dalle aziende del settore, ad oggi la loro diffusione è ancora limitata.

3.7 Verso un maggior coinvolgimento delle utility

L'integrazione di sistemi di accumulo, la partecipazione al mercato della flessibilità e l'integrazione di sistemi dotati di tecnologie blockchain strutturano le possibilità di crescita delle comunità di energia rinnovabile. Interrogarsi sui possibili sviluppi futuri delle CER porta inoltre a domandarsi se sia possibile e auspicabile consentire un maggior coinvolgimento dei player energetici nelle attività della comunità. Come visto nel secondo capitolo, i player energetici possono promuovere, finanziare e supportare la comunità nelle fasi costitutive e nella messa in funzione e gestione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili. Non possono di contro parteciparvi attivamente in qualità di membri, come invece consentito in alcuni paesi europei precedentemente analizzati. Negli ultimi anni diversi player energetici si sono posizionati nel mercato delle comunità energetiche tramite un coinvolgimento maggiore nella promozione e nel finanziamento di progetti pilota e tramite la predisposizione di strumenti tecnologici utili a migliorare le prestazioni della CER e facilitarne le operazioni. Società come Enel X, Hera, Edison e

Sorgono alcuni dei player energetici che si stanno adoperando per fornire supporto tecnico e finanziario alle configurazioni di autoconsumo diffuso ed in particolare alle comunità di energia rinnovabile. Se da una parte l'impossibilità di assumere un ruolo interno limita le capacità di crescita delle comunità, privandole di un significativo bagaglio di competenze tecniche e rappresentando un limite alla scalabilità delle configurazioni; allo stesso tempo, le finalità sociali per cui nascono le comunità energetiche pongono alcuni interrogativi riguardo un coinvolgimento massiccio di società come Utility ed ESCo.

3.8 Conclusioni

Dall'analisi del presente capitolo emerge la centralità dei sistemi di accumulo nel condizionare le prestazioni delle comunità energetiche. La possibilità di disporre di una tecnologia in grado di immagazzinare almeno parte dell'energia prodotta aumenta di molto i margini di manovra della comunità, consentendole una più efficiente gestione dei flussi e una maggiore capacità di reagire alle mutabili condizioni della rete. L'implementazione dei sistemi di accumulo unita ad una corretta gestione della domanda, attraverso attività come il *peak shaving* ed il *load shifting*, permettono in primo luogo di incrementare la quantità di energia condivisa e virtualmente autoconsumata e, conseguentemente, di massimizzare gli incentivi percepiti. Secondariamente, tale attività supporta la partecipazione delle comunità di energia rinnovabile alla fornitura di servizi di flessibilità alla rete e consente di configurare un nuovo rapporto con i gestori della rete di distribuzione. In questo senso, l'approfondimento delle esperienze di ComESTo e EU-SysFlex ha permesso di evidenziare alcune trasformazioni significative che interessano la rete di distribuzione.

L'evoluzione del mercato elettrico rende centrale il concetto di flessibilità della rete e apre la possibilità di partecipare alla fornitura di tale servizio ad una moltitudine di attori di piccola scala, tra cui le comunità di energia rinnovabile. Sono stati dunque presentati quattro progetti pilota virtuosi europei come Piclo Flex, Enera, GOPACS e NODES per affrontare le principali questioni che riguardano l'implementazione del mercato della flessibilità, anche in ottica delle possibili decisioni future del contesto italiano in materia.

Da ultimo, sono stati analizzati due ulteriori aspetti che, in maniera differente, influenzeranno gli sviluppi futuri delle comunità energetiche rinnovabili: il ruolo dei player energetici e la tecnologia blockchain. La possibilità di attribuire un ruolo più centrale ai player energetici nella gestione delle CER consentirebbe di sfruttare un capitale di conoscenze tecniche e di capacità finanziarie difficilmente replicabili altrimenti. L'implementazione di tecnologie blockchain, invece, permetterebbe di automatizzare e di velocizzare i meccanismi di gestione della comunità nell'ottica di una sempre maggiore decentralizzazione del mercato.

CONCLUSIONI

Il presente lavoro di tesi è stato articolato con l'obiettivo di analizzare e approfondire le Comunità di Energia Rinnovabile al fine di evidenziarne meriti, limiti e possibili implementazioni future.

L'analisi introduttiva ha ripercorso i principali atti che definiscono la strategia europea di contrasto alla crisi climatica e il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, dal Clean Energy Package for all Europeans (CEP) fino al REPowerEU. Tale ricostruzione ha permesso di evidenziare che le CER rappresentano innanzitutto uno degli attori della transizione energetica e una delle modalità con cui incentivare la produzione delle fonti rinnovabili di energia e l'autoconsumo energetico. Le comunità di energia rinnovabile sono uno strumento al servizio degli utenti finali per gestire il proprio fabbisogno energetico, partecipare attivamente al mercato elettrico e contribuire al perseguimento degli obiettivi climatici al 2050.

Dopo aver delineato il quadro definitivo europeo, l'analisi del contesto normativo italiano ha permesso di definire le due fasi successive con cui si è provveduto ad implementare le direttive europee 2018/2001 e 2019/944 in materia di comunità energetiche e mercato elettrico, in particolare attraverso l'articolo 42-bis del D.L. 162/2019 e il D. lgs. 199/2021. Questo approfondimento ha permesso di chiarire le modalità con cui si è deciso di definire le caratteristiche (potenza, estensione geografica, *membership*) e le modalità di incentivazione delle comunità di energia rinnovabile all'interno del mercato elettrico nazionale. In tal senso, il Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD) rappresenta il documento di riferimento del contesto normativo in via di definizione sulle configurazioni di autoconsumo. L'assenza delle nuove regole tecniche del GSE e del decreto ministeriale del MASE sull'aggiornamento delle modalità di incentivazione, impediscono l'effettiva entrata in vigore del TIAD; emerge un quadro normativo promettente ma ancora incompleto.

Dopo aver presentato le CER dal punto di vista del loro inquadramento regolatorio, si è provveduto ad analizzare il loro funzionamento operativo concentrandosi sugli elementi che ne definiscono le attività. In questo senso, la figura che più definisce il concetto di comunità di energia rinnovabile è il *prosumer*, il produttore-consumatore che realizza il passaggio dalla passività alla attività dell'utente finale. Una CER è costituita da un gruppo di consumatori che si uniscono per partecipare alla produzione sostenibile di energia ed alla gestione condivisa dei fabbisogni energetici di una comunità, allo scopo di ottenere benefici sociali, ambientali ed economici per i membri che ne fanno parte e per il territorio su cui insiste, fine ultimo delle comunità di energia rinnovabile. In questo senso, le CER rappresentano un elemento fondamentale del processo di localizzazione e decentramento di un mercato elettrico in cui la produzione da fonte rinnovabile di energia è sempre più diffusa e in cui i consumatori rivestono un ruolo sempre più centrale.

Per completare la panoramica rispetto alle modalità di funzionamento effettivo delle comunità di energia rinnovabile all'interno del contesto italiano, è stata presentata l'esperienza di Energy City Hall, la prima CER italiana. L'analisi delle sue performance economiche e ambientali ha permesso di evidenziare i benefici ottenibili dai membri di una CER e l'importanza di una efficiente gestione della domanda per ottimizzare la quantità di energia autoconsumata, condivisa e incentivata.

Dopo aver definito il perimetro legislativo e il funzionamento pratico delle CER, l'analisi si è concentrata sulle modalità con cui è possibile incrementare le prestazioni delle comunità e la loro partecipazione al mercato elettrico. Le pratiche di gestione della domanda come il *load shifting* ed il *peak shaving*, così come l'integrazione di sistemi di accumulo, sono le principali modalità con cui è possibile migliorare in modo significativo le prestazioni delle CER. Sebbene la normativa già preveda la possibilità di inserire sistemi di accumulo all'interno delle configurazioni, la loro diffusione su larga scala continua ad essere fortemente limitata sia dal costo di queste tecnologie che dall'incertezza relativa al loro inquadramento regolatorio rispetto al calcolo dell'energia condivisa. L'importanza dell'implementazione dei sistemi di accumulo e di un'efficiente gestione della domanda risiede in primo luogo nella possibilità di incrementare significativamente le prestazioni delle comunità di energia rinnovabile agendo sulla quota di energia virtualmente condivisa e ottimizzando la produzione degli impianti della

configurazione. Secondariamente le potenzialità dei sistemi di accumulo per le comunità si manifestano nella possibilità di partecipare alla fornitura dei servizi di flessibilità a supporto del sistema elettrico locale, aspetto chiave dell'evoluzione del mercato elettrico dei prossimi anni.

Per approfondire il ruolo che le comunità potranno svolgere come fornitori di servizi di flessibilità a supporto dei DSO locali, sono stati analizzati quattro progetti pilota europei. Dall'analisi delle loro esperienze sono emersi i principali interrogativi che riguardano la creazione ed il funzionamento di un mercato della flessibilità che fornisca servizi alla rete di distribuzione e la necessità di non predisporre delle barriere in ingresso troppo elevate al fine di permettere una partecipazione effettiva delle comunità. La possibilità di partecipare alla fornitura di tale servizio non rappresenta soltanto un'occasione per massimizzare le prestazioni economiche delle CER ma un'opportunità per i gestori delle reti di distribuzione di disporre di ulteriori capacità di riserva in caso di necessità. In tal senso, una comunità di energia rinnovabile che integra al suo interno un sistema di accumulo è un soggetto capace di gestire in modo efficiente i propri prelievi e immissioni e dunque in grado di ridurre il proprio impatto sulla rete di distribuzione, permettendo al DSO di limitare o posticipare gli investimenti sulla rete.

Da ultimo, sono stati analizzati due aspetti, che seppur in modo differente, influenzeranno gli sviluppi futuri delle comunità di energia rinnovabile: tecnologia blockchain e il ruolo dei player energetici. L'implementazione di sistemi che utilizzano la tecnologia blockchain avrebbe un effetto significativo sul miglioramento della capacità di gestione e interoperabilità delle comunità di energia rinnovabile, permettendo di processare in modo automatizzato la mole di dati della configurazione proveniente dagli smart meter dei singoli utenti. Per quanto riguarda invece il ruolo dei player energetici all'interno delle CER, un maggior coinvolgimento di Utility ed ESCo in tutte le fasi di gestione della comunità consentirebbe di velocizzare le possibilità di sviluppo e diffusione di queste configurazioni, incrementando in modo significativo le capacità tecniche e finanziarie delle comunità di energia rinnovabile.

In conclusione, le comunità di energia rinnovabile rappresentano un elemento centrale all'interno della transizione energetica producendo energia da fonte rinnovabile e massimizzando l'autoconsumo. La partecipazione attiva dei cittadini e il perseguimento

di finalità sociali e ambientali a livello locale definiscono le CER come un nuovo paradigma all'interno del mercato elettrico, rappresentando un esempio concreto del suo processo di decentramento e localizzazione.

BIBLIOGRAFIA

- [1] «Clean energy for all Europeans package».
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (consultato 17 giugno 2023).
- [2] Parlamento Europeo e Consiglio, *Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. *Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea*. 2018. [Online]. Disponibile su: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>
- [3] Parlamento Europeo e Consiglio, *Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE*. 2009. [Online]. Disponibile su: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=EN>
- [4] Fondazione Utilitatis, *Orange Book. Le comunità energetiche in Italia*, 2022^a ed. [Online]. Disponibile su: <https://www.rse-web.it/wp-content/uploads/2022/02/OrangeBook-22-Le-Comunita-Energetiche-in-Italia-DEF.pdf>
- [5] Commissione Europea, *Comunicazione Della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni Il Green Deal europeo EUROPEO*. 2019. Consultato: 17 giugno 2023. [Online]. Disponibile su: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN>
- [6] «Fit for 55», 2 giugno 2023. <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> (consultato 17 giugno 2023).
- [7] Commissione Europea, *Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni Piano REPowerEU*. 2022. Consultato: 17 giugno 2023. [Online]. Disponibile su: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?qid=1653033742483&uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN>
- [8] Commissione Europea, «Comunicato stampa Green Deal europeo: l'UE concorda una legislazione più incisiva per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili». 30 marzo 2023. [Online]. Disponibile su: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/ip_23_2061
- [9] *Legge 8/2020, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n.162, recante disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica*. 2020. [Online]. Disponibile su: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/gu/2020/02/29/51/so/10/sg/pdf>
- [10] Ministero dello Sviluppo Economico, *Decreto del 16 settembre 2020, Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del*

- decreto-legge n.162/2019, convertito dalla legge n. 8/2020*. 2020. [Online]. Disponibile su: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2020/11/16/20A06224/sg>
- [11] ARERA, *Allegato A alla deliberazione 318/2020/R/eel, regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile*. 2020. [Online]. Disponibile su: <https://www.arera.it/allegati/docs/20/318-20alla.pdf>
- [12] GSE-Gestore Servizi Energetici, «Gruppi di Autoconsumatori di Energia Rinnovabile Che Agiscono Collettivamente e Comunità di Energia Rinnovabile. Regole Tecniche per l'accesso al Servizio di Valorizzazione e Incentivazione Dell'energia Elettrica Condivisa 2022;» GSE, 2022.
- [13] *Decreto Legislativo 199/2021, Attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*. [Online]. Disponibile su: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/11/30/21G00214/sg>
- [14] *Legge 34/2022, Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, recante misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali*. [Online]. Disponibile su: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2022/04/28/22G00048/sg>
- [15] Corgnati et al., A c. di, *Guida alle Comunità Energetiche Rinnovabili a impatto sociale*. Fondazione Compagnia di San Paolo, 2022. [Online]. Disponibile su: <https://www.compagniadisanpaolo.it/wp-content/uploads/Guida-CER-Impatto-Sociale-versione-2-18.07.2022.pdf>
- [16] «Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza». 2021. [Online]. Disponibile su: <https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>
- [17] ARERA, *Allegato A alla deliberazione 727/2022/R/eel, Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente per la regolazione dell'autoconsumo diffuso*. 2022. [Online]. Disponibile su: <https://www.arera.it/allegati/docs/22/727-22alla.pdf>
- [18] Parlamento Europeo e Consiglio, *Direttiva (UE) 2019/994 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la Direttiva 2012/27/UE*. 2019. [Online]. Disponibile su: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>
- [19] *Decreto Legislativo 210/2021, Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonche' recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/C*. [Online]. Disponibile su: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2021/12/11/21G00233/sg>
- [20] ARERA, *Allegato B alla Delibera 568/2019/R/eel, Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica*. [Online]. Disponibile su: <https://www.arera.it/allegati/docs/19/568-19allb.pdf>
- [21] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Consultazione pubblica del 28 novembre 2022, Attuazione della disciplina per la regolamentazione degli*

- incentivi per la condivisione dell'energia di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 (Comunità energetiche e sistemi di autoconsumo – impianti di potenza fino a 1 MW)*. [Online]. Disponibile su:
https://www.mase.gov.it/sites/default/files/archivio/bandi/consultazione_pubblica_DM_energia.pdf
- [22] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, *Comunicato stampa del 23 febbraio 2023, comunità energetiche: diamo nuova energia all'Italia*. 2023. [Online]. Disponibile su: <https://www.mase.gov.it/comunicati/mase-avvia-iter-con-ue-su-proposta-decreto-cer>
- [23] M. L. Di Silvestre, M. G. Ippolito, E. R. Sanseverino, G. Sciumè, e A. Vasile, «Energy self-consumers and renewable energy communities in Italy: New actors of the electric power systems», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 151, p. 111565, 2021.
- [24] F. Barroco, F. Cappellaro, e C. Palumbo, «Le comunità energetiche in Italia», *Una Guida Orientare Cittadini Nel Nuovo Mercato Dell'energia*, pp. 3–50, 2021.
- [25] Agici-Accenture, «Report Modelli per promuovere le comunità energetiche: un'opportunità per le Utilities», mag. 2023. [Online]. Disponibile su: https://agici.it/wp-content/uploads/2023/04/AGICI-Accenture_Report-Comunita-Energetiche_-Maggio2023.pdf
- [26] Energy & Strategy Group Politecnico di Milano, «Electricity Market Report 2021», 2021.
- [27] N. Rossetto, S. F. Verde, e T. Bauwens, «1 - A taxonomy of energy communities in liberalized energy systems», in *Energy Communities*, S. Löbke, F. Sioshansi, e D. Robinson, A c. di, Academic Press, 2022, pp. 3–23. doi: 10.1016/B978-0-323-91135-1.00004-3.
- [28] A. Caramizaru e A. Uihlein, *Energy communities: an overview of energy and social innovation*, vol. 30083. Publications Office of the European Union Luxembourg, 2020.
- [29] S. Benedettini e C. Stagnaro, «21 - Energy communities in Europe: a review of the Danish and German experiences», in *Energy Communities*, S. Löbke, F. Sioshansi, e D. Robinson, A c. di, Academic Press, 2022, pp. 363–384. doi: 10.1016/B978-0-323-91135-1.00015-8.
- [30] H. Sæle, A. Morch, A. Buonanno, M. Caliano, M. D. Somma, e C. Papadimitriou, «Development of Energy Communities in Europe», in *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, set. 2022, pp. 1–5. doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921054.
- [31] Energy & Strategy Group Politecnico di Milano, «Electricity Market Report 2022», 2022.
- [32] S. Olivero, E. Ghiani, e G. L. Rosetti, «The first Italian Renewable Energy Community of Magliano Alpi», in *2021 IEEE 15th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, lug. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/CPE-POWERENG50821.2021.9501073.
- [33] E. Ghiani, R. Trevisan, G. L. Rosetti, S. Olivero, e L. Barbero, «Energetic and Economic Performances of the Energy Community of Magliano Alpi after One Year of Piloting», *Energies*, vol. 15, fasc. 19, p. 7439, 2022.
- [34] Terna e Snam, «Documento di Descrizione degli Scenari 2022». 2022. [Online]. Disponibile su:

- https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf
- [35] M. Koltunov, V.-M. Cittati, e A. Bisello, «20 - Institutional and policy context of energy communities in France and Italy: how to increase the welfare-enhancing capacity of the sector», in *Energy Communities*, S. Löbbe, F. Sioshansi, e D. Robinson, A c. di, Academic Press, 2022, pp. 341–361. doi: 10.1016/B978-0-323-91135-1.00007-9.
- [36] A. Del Pizzo, G. Montesano, C. Papa, M. Artipoli, e M. Di Napoli, «Italian energy communities from a DSO's perspective», in *Energy Communities*, Elsevier, 2022, pp. 303–316.
- [37] E-Distribuzione, «Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di E-Distribuzione 2021-2023». 2021. [Online]. Disponibile su: https://www.e-distribuzione.it/content/dam/e-distribuzione/documenti/e-distribuzione/Piano_di_Sviluppo_delle_infrastrutture_di_EDistribuzione_2021_2023.pdf
- [38] T. Schittekatte e L. Meeus, «Flexibility markets: Q&A with project pioneers», *Util. Policy*, vol. 63, p. 101017, 2020.
- [39] E. Ghiani, M. Mureddu, M. Galici, M. Troncia, e F. Pilo, «The digitalization of peer-to-peer electricity trading in energy communities», in *Energy Communities*, Elsevier, 2022, pp. 211–227.

ELENCO DELLE FIGURE

- Fig. 1: Recepimento transitorio e definitivo della RED II [15]
- Fig. 2: Configurazioni di autoconsumo previste dal TIAD (fonte ARERA)
- Fig. 3: Zone di mercato italiane (fonte Terna)
- Fig. 4: Iter procedurale per l'accesso al servizio dell'autoconsumo diffuso (fonte Regione Piemonte)
- Fig. 5: Consumer e Prosumer [24]
- Fig. 6: Comunità energetiche esistenti nei paesi considerati al 2019 [28]
- Fig. 7: Numero di CER nei cinque paesi europei considerati al 2023
- Fig. 8: Modello organizzativo delle comunità energetiche [30]
- Fig. 9: Motivazioni per la costituzione delle comunità energetiche [30]
- Fig. 10: Tecnologie installate nelle comunità energetiche [30]
- Fig. 11: Regioni che al 2022 hanno emanato provvedimenti in materia di CER [31]
- Fig. 12: CER attive in Italia [4]
- Fig. 13: Potenziali di sviluppo di CER e AUC sulla base del PNRR [4]
- Fig. 14: Schema semplificato della CER Magliano Alpi [33]
- Fig. 15: Flussi energetici dei membri della comunità [33]
- Fig. 16: Dati mensili sui flussi energetici della comunità [33]
- Fig. 17: dati mensili dei parametri di performance [33]
- Fig. 18: Statistiche mensili di RID e PUN [33]
- Fig. 19: Spesa energetica della comunità

Fig. 20: Potenza complessiva installata da FER [31]

Fig. 21: Potenza [MW] fotovoltaica ed eolica installata in Italia (fonte Terna 2023)

Fig. 22: Copertura della domanda di energia elettrica [31]

Fig. 23: Capacità solare e eolico secondo al 2030 scenario Terna- Snam FF55 [34]

Fig. 24: Evoluzione capacità totale di accumulo (GWh) al 2030 secondo scenario FF55 [34]

Fig. 25: Esempio di un'aggregazione di risorse distribuite con una comunità [39]

Fig. 26: Esempio di mercato blockchain P2P applicato a una comunità energetica [39]