

# Verso l'attuazione delle comunità energetiche.

## Lo stato di evoluzione normativo e regolatorio

..... Marco Pezzaglia, Gruppo Professione Energia .....

**È** ormai cosa nota che con la legge 28 febbraio 2020, n. 8, che ha convertito in legge il decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162<sup>1</sup>, sono state adottate le disposizioni riguardanti il primo recepimento di quanto stabilito all'articolo 21 (autoconsumo collettivo) e all'articolo 22 (comunità di energia rinnovabile) della Direttiva (UE) 2018/2001. Con tale provvedimento anche l'Italia si è accodata all'elenco dei paesi membri che hanno già adottato disposizioni per lo sviluppo di sistemi di autoconsumo collettivo e di comunità dell'energia, alcuni di essi già prima dell'adozione della citata direttiva (tra cui Portogallo e Spagna). La legge traduce in pratica alcuni principi dell'articolo 22 della direttiva sulle rinnovabili (RED2) che sarà pienamente recepita entro il 30 giugno 2021: il regime così stabilito ha carattere puramente sperimentale e, allo stato, dovrebbe terminare trascorsi 60 giorni dall'ado-

zione del decreto legislativo di recepimento definitivo della predetta direttiva.

In pratica, è possibile costituire una comunità dell'energia solo tra utenti connessi in bassa tensione sulle linee elettriche in uscita dalla medesima cabina secondaria e impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile che siano installati al medesimo livello di tensione, sulle stesse linee, anche in assetto di autoconsumo individuale presso ogni singolo utente e non solo in cessione totale sulla rete a condizione che ogni impianto non sia di potenza superiore a 200 kW, sia di nuova realizzazione ed entrato in esercizio tra il 2 marzo 2020 e il termine del regime e sperimentale.

L'energia elettrica immessa presso i punti di connessione alla rete di utenti partecipanti alla comunità che trova, su base oraria, corrispondente prelievo di altri utenti partecipanti viene denominata energia elettrica "condivisa" e ad essa è associato uno specifico beneficio tariffario e un incentivo: entrambi tali corrispettivi sono erogati dal GSE una volta superata una procedura di qualifica. Si noti che l'energia immessa viene comunque ceduta nel mercato all'ingrosso e l'energia elettrica prelevata viene comunque acquistata da un'impresa di vendita unitamente al pagamento di tutti gli oneri di rete e oneri generali connessi. Tale modalità realizza il cosiddetto "modello virtuale" di comunità energetica<sup>2</sup>.

Valgono, per il resto, tutti i principi della direttiva, in primis, il fatto che la comunità energetica sia un soggetto giuridico che deve essere appositamente costituito e che risponde ai predetti principi tra cui quello

per cui il suo scopo principale non è quello di generare utili, ma benefici per i partecipanti che possono essere persone fisiche, PMI e pubbliche amministrazioni (non sono ammessi soggetti professionali nel campo dell'energia). In secondo luogo, gli impianti di produzione devono essere detenuti dalla comunità anche non in termini di proprietà, ma di semplice disponibilità.

Con la delibera 318/2020/R/eel, le comunità energetiche per le fonti rinnovabili diventano sempre più realtà. Con la predetta deliberazione l'ARERA ha confermato l'impostazione generale presentata nel documento per la consultazione 112/2020/R/eel fondata su un modello regolatorio virtuale che consente di garantire trasparenza e flessibilità per tutti coloro che intendono prendere parte a iniziative collettive evitando che per ottenere benefici associabili ai nuovi modelli debbano essere implementate soluzioni tecniche o societarie ovvero realizzate nuove reti private e mantenendo separata evidenza dei benefici associati all'autoconsumo e degli incentivi espliciti. Si sottolinea il fatto che il modello attuato non consente ancora una vera e propria condivisione commerciale diretta dell'energia internamente alle nuove aggregazioni, ma è pur sempre un primo passo verso lo sviluppo di nuovi modelli tenendo salvi gli utenti, almeno in una prima fase

<sup>1</sup> [https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie\\_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2020-02-29&atto.codiceRedazionale=20G00021&elenco30giorni=true](https://www.gazzettaufficiale.it/atto/serie_generale/caricaDettaglioAtto/originario?atto.dataPubblicazioneGazzetta=2020-02-29&atto.codiceRedazionale=20G00021&elenco30giorni=true)

<sup>2</sup> Per maggiori informazioni cfr. <http://www.enusyst.eu/documents/ManualeOperativoV1.1.pdf>

sperimentale, dalla necessità di costituire configurazioni infrastrutturali che potrebbero costituire un vincolo all'esercizio della volontarietà dell'accesso alle nuove aggregazioni. Nel contempo, il modello virtuale consente di dare impulso a nuovi modelli tenendo fermo il quadro di garanzie dell'attuale mercato e del sistema di accesso alla rete: fatto non trascurabile, infatti, è che per il buon funzionamento dello sharing di energia sarà necessaria la costituzione di un adeguato grado di garanzie. In pratica l'ARERA ha adottato lo schema generale posto in consultazione in primavera introducendo però alcune novità tra cui, in materia di comunità energetiche, si richiamano principalmente le seguenti:

- è stata meglio esplicitata la distinzione tra il proprietario degli impianti di produzione e il detentore dei medesimi impianti, specificando che quest'ultimo soggetto (ad esempio la comunità energetica) è colui che ha la piena disponibilità dell'impianto sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà (come deriva da titoli quali usufrutto, ovvero titoli contrattuali o altri titoli quali il comodato d'uso). Il produttore è invece il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto medesimo, come attestato dalla titolarità della licenza di officina elettrica e delle autorizzazioni necessarie per l'esercizio: tale concetto era stato sviluppato in fase di consultazione con particolare riguardo al solo condominio/edificio e necessitava di essere considerato anche per le comunità energetiche dove il rapporto tra ruolo del produttore e della comunità era stato più volte sollevato dagli operatori e dalle realtà che stanno progettando la costituzione di una comunità energetica;
- è stato previsto che, nel caso delle comunità di energia rinnovabile, il referente sia la comunità medesima (anziché il produttore se diverso) in quanto essa è il soggetto giuridico chiaramente individuato che detiene gli impianti di produzione;
- è stato previsto che il perimetro definito sulla base della medesima cabina secondaria sia convenzionale e venga individuato dai gestori di rete e reso disponibile sul proprio sito internet e che, per semplicità, il perimetro inizialmente definito sulla base della medesima cabina secondaria rimanga inalterato al fine di tutelare i diversi utenti (clienti finali e/o produttori) facenti parte della medesima comunità di energia rinnovabile nel caso in cui l'impresa distributrice, per esigenze tecniche, debba cambiare successivamente la cabina secondaria alla quale siano connesse le unità di consumo e/o gli impianti di produzione dei medesimi utenti;
- con riferimento alla natura giuridica del soggetto "comunità di energia rinnovabile", a mero titolo di esempio, ARERA ha indicato che la forma giuridica prescelta potrebbe essere quella degli enti del terzo settore, così come definiti dall'articolo 4 del decreto legislativo 3 luglio 2017, n. 117, con iscrizione al registro unico nazionale del terzo settore di cui all'articolo 22 del medesimo decreto legislativo, ovvero quella delle cooperative a mutualità prevalente o cooperative non a mutualità prevalente, cooperative benefit, consorzi, partenaria-

ti, organizzazioni senza scopo di lucro, purché tali entità rispettino i requisiti di cui al decreto-legge 162/19 e alla direttiva 2018/2001; sarà comunque il GSE a verificare che la forma assunta dalla comunità sia in linea con le disposizioni di legge. Le indicazioni fornite da ARERA non rappresentano comunque, al momento, disposizioni cogenti, ma sono solo esempi che lasciano aperte anche ulteriori possibilità pur nel rispetto delle disposizioni delle direttive europee.

Infine, quali ulteriori elementi comuni alle varie configurazioni, si richiamano i seguenti elementi:

- è stato precisato che possono rientrare tra gli impianti di nuova realizzazione anche i potenziamenti di impianti esistenti, limitatamente alla sezione aggiunta, purché la sua produzione venga misurata separatamente;
- con riferimento all'individuazione delle quantità di energia elettrica condivisa e alla quantificazione forfetaria degli importi unitari oggetto di restituzione da parte del GSE ai fini della valorizzazione della medesima è stato confermato il riferimento a un periodo temporale orario e dove non disponibile il trattamento orario dei dati di misura è stato previsto che i dati di misura non orari siano profilati a partire dai i dati orari non validati rilevati dai gestori di rete e, qualora non tecnicamente possibile, sia utilizzata una profilazione convenzionale definita dal GSE, avvalendosi dei dati storici per tipologia di utenza disponibili presso il SII.

Successivamente all'adozione della delibera dell'autorità, a metà settembre è stato adottato il decreto ministeriale che stabilisce il livello dell'incentivo da associare l'e-

nergia condivisa alle comunità energetiche fissando tali valori in 110 euro/MWh.

Si attende ora la pubblicazione dei documenti operativi da parte del GSE<sup>3</sup> (che deve, peraltro, predisporre un portale dedicato) e la costituzione dei vari flussi informativi tra i vari soggetti interessati (GSE, distributori, Terna, SII, etc) che, da quanto appare dalla delibera, rappresentano comunque un passaggio sostanziale verso la piena applicazione del nuovo regime.

Dato il regime sperimentale di cui sopra, rimangono aperte molte questioni su quello che sarà il regime definitivo delle comunità energetiche, tra cui si ricordano le seguenti:

- quali forme di coordinamento saranno applicate tra le comunità energetiche rinnovabili (oggetto di recepimento anticipato) e le comunità energetiche dei cittadini<sup>4</sup>;
- quali saranno le disposizioni, se ve ne saranno, per consentire la costituzione di comunità energetiche con impianti di qualunque taglia fonte e soprattutto al di fuori del limite della bassa tensione;
- se e come potrà essere effettuata una condivisione commerciale diretta dell'energia interna ad una comunità energetica.

Si comprende, quindi, come se da una parte il regime sperimentale ha avuto il pregio di avviare le procedure e i meccanismi alla base dello sviluppo delle comunità energetiche, dal punto di vista concettuale normativo e regolatorio ci sono ancora molti punti che dovranno essere affrontati in futuro.

<sup>3</sup> Non ancora avvenuto alla data di redazione del presente Articolo, sebbene la pubblicazione delle procedure tecniche sia attesa nel mese di dicembre 2020.

<sup>4</sup> Di cui alla direttiva (UE) 2019/944.



# La rete del futuro

Luca Marchisio  
*Responsabile Strategia di Sistema di Terna*

**L**o sistema elettrico italiano sta affrontando già da alcuni anni una trasformazione molto importante. I target fissati dal PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) prevedono, oltre al completo phase out dal carbone entro il 2025, che nel 2030 le FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) coprano oltre la metà dei consumi lordi di energia elettrica (55%). A tale scopo entro il 2030 sarà necessaria l'installazione di ulteriori circa 40 GW di nuova capacità FER, fornita quasi esclusivamente da fonti rinnovabili non programmabili come eolico e fotovoltaico. Considerando che questi target (già ambiziosi) verranno rivisti al rialzo con il "Green Deal" europeo, la sfida in corso è enorme.

Per raggiungere questi obiettivi sarà necessario mettere in atto una serie di azioni:

1. Investimenti nelle reti elettriche, per potenziare le cosiddette dorsali di trasporto Nord-Sud, le interconnessioni con le isole e con l'estero e favorire la piena integrazione delle fonti green. Nel nuovo Piano Industriale 2021-2025, presentato lo scorso novembre, Terna ha annunciato investimenti nello sviluppo della rete elettrica per 8,9 miliardi di euro, il valore più alto di sempre per il nostro Paese.
2. Abilitare lo sviluppo delle risorse (FER, accumuli, impianti a gas) attraverso segnali di prezzo di lungo termine per stimolare gli investimenti e snellimento dei processi autorizzativi.
3. Promuovere l'elettrificazione dei consumi, in quanto il vettore elettrico è intrinsecamente efficiente ed in grado di portare in maniera diretta l'energia prodotta dalle fonti rinnovabili a tutti i settori di consumo.
4. Guidare l'evoluzione del mercato dei servizi di flessibili-

tà abilitando la partecipazione delle FER e delle risorse distribuite (domanda, impianti di piccola taglia, veicoli elettrici), il cui contributo sarà sempre più importante man mano che la disponibilità di risorse tradizionali diminuirà.

Il recente Decreto 162/2019 in ambito "Autoconsumo e Comunità Energetiche" può costituire un tassello importante del processo di decarbonizzazione del paese e fornire un contributo a più di una delle azioni sopra menzionate.

In primo luogo, la disciplina delle comunità energetiche può abilitare lo sviluppo delle FER anche in condizioni in cui oggi tale sviluppo risulta troppo complesso dal punto di vista normativo e progettuale. L'esempio principale è costituito dallo sviluppo di impianti fotovoltaici sui tetti dei condomini dei centri urbani, opzione ad oggi difficilmente praticabile. In generale, quanto proposto dal Decreto può fornire, unitamente ad altre forme di incentivazione fiscale, importanti indicazioni sui ritorni economici associati agli investimenti.

Inoltre, il meccanismo previsto da Decreto in termini di autoconsumo può rappresentare un importante stimolo all'elettrificazione dei consumi, fattore fondamentale per raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica. Tale meccanismo, infatti, incentivando in maniera significativa l'autoconsumo, incoraggia l'utilizzo delle tecnologie elettriche, che consentono di massimizzare la quota dell'energia consumata in loco (anziché venderla con i meccanismi precedentemente in vigore). Anche il consumatore viene quindi sensibilizzato ad un utilizzo più consapevole dell'energia.

Le comunità energetiche potrebbero fornire un contributo importante anche nell'am-

bito dell'evoluzione del Mercato dei Servizi di Dispacciamento, attraverso il quale Terna garantisce istante per istante che l'energia richiesta dall'insieme dei consumatori (famiglie e aziende) sia sempre bilanciata dall'energia prodotta dalle centrali elettriche. Con la progressiva decarbonizzazione del parco di produzione, in futuro, serviranno anche nuove risorse di flessibilità per garantire l'adequatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più complesso. Per "nuove risorse" si intendono i milioni di dispositivi di consumo (es. pompe di calore, veicoli elettrici) e di impianti di generazione distribuiti che saranno molto più diffusi al 2030. Per consentirne una efficace partecipazione al mercato, tali risorse vanno però "abilitate": sarà cioè necessario garantirne osservabilità e controllabilità. Le comunità energetiche rappresentano una opportunità in tal senso, perché l'ottimizzazione dell'autoconsumo richiede di implementare dispositivi tecnologici per il controllo delle risorse che possono essere messi a fattor comune per abilitare (a un basso costo marginale) la fornitura dei servizi di flessibilità necessari al sistema elettrico.

Infine, per quanto riguarda le infrastrutture di rete, il meccanismo introdotto dal Decreto prevede per Comunità Energetiche e Autoconsumo un modello "virtuale", ossia senza la necessità di reti "private" per gli scambi di energia tra fabbisogno e produzione, soluzione contraddistinta da un basso livello di fattibilità sia tecnica che economica. Ciò risulta coerente con la natura delle comunità energetiche (realtà virtuali/commerciali e non fisiche) e rende chiara la centralità del ruolo delle infrastrutture di rete esistenti, sia di trasmissione che di distribuzione, e la volontà di estrarre da esse il maggior valore possibile nello scenario di gestione di un Sistema Elettrico sempre più complesso.



# Comunità energetiche e autoconsumo condiviso, arriva la transizione dal basso

..... Attilio Piattelli, *Presidente di SunCity srl* .....

Fino a oggi la produzione in prossimità dei consumi è stata valorizzata principalmente prendendo in considerazione l'energia direttamente autoconsumata dall'utenza su cui l'impianto è collegato, mentre, i benefici complessivi generati da un impianto di autoproduzione non si limitano alla sola energia autoconsumata puntualmente ma anche a quella autoconsumata in prossimità dell'impianto stesso. Se l'energia prodotta viene comunque consumata in prossimità della produzione rimane sempre in ambito locale e non ha bisogno di essere trasportata tramite le reti AT (alta tensione) e, in caso di connessioni in BT (bassa tensione), neppure distribuita dalle reti MT (media tensione).

Se consideriamo tutti gli im-

pianti fotovoltaici esistenti oggi in Italia e connessi a un punto di prelievo, l'autoconsumo medio non supera il 40% della produzione. In sostanza, più del 60% dell'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici installati in modalità autoconsumo è comunque immessa in rete e tale energia non è valorizzata correttamente perché, con l'attuale meccanismo di scambio sul posto, non si tiene minimamente in considerazione se questa energia è consumata localmente oppure no.

Fare in modo che venga tenuto in giusta considerazione tale beneficio e quindi anche il valore economico sotteso all'autoconsumo locale, con conseguente ottimizzazione delle reti MT e AT, è uno dei principali obiettivi delle comunità energetiche.



## **Il valore delle comunità energetiche**

L'aspetto tecnico di una comunità energetica non è forse il più importante. La possibilità di costituire comunità energetiche permetterà infatti a tutti i cittadini di autoprodurre energia per le proprie esigenze e consentirà di farlo non in autonomia ma in sinergia con la comunità locale. Questa opportunità stimola l'immaginazione su nuovi scenari possibili, basati su cooperazione e condivisione tra le persone, con i consumatori che quindi possono acquisire grande autonomia gestionale sia sul consumo sia sulla produzione di energia.

Il forte interesse è legato alle possibili implicazioni sociali di una tale opportunità, con la costituzione di tante e diverse forme di autoconsumo collettivo, che raccolgano esigenze comuni e magari includano anche i più disagiati. Uno scenario che lascia immaginare la reale opportunità di poter avere una distribuzione della ricchezza associata alla produzione di energia più diffusa rispetto alla situazione odierna, che è invece prevalentemente centralizzata e in mano a poche aziende.

### **A che punto siamo**

A livello comunitario l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili è stato introdotto dalla Renewable Energy Directive o anche RED II (art. 21 e 22).

Il pieno recepimento della direttiva comunitaria deve avvenire da parte di ogni stato entro il 30 giugno 2021.

Oggi, in Europa esistono già circa 3.500 comunità rinnovabili, alcune derivanti da normative nazionali pre-esistenti alla RED II altre nate come diretta conseguenza.

In Italia il Decreto Milleproroghe 2020, approvato in via definitiva con la Legge 8/2020, ha previsto un recepimento anticipato ma semplificato delle disposizioni della RED II. Tale recepimento semplificato può essere considerato di natura sperimentale, funzionale e propedeutico all'introduzione delle norme definitive previste per giugno 2021.

Il Decreto, in linea con le indicazioni della RED II, introduce gli "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" o, più semplicemente "Autoconsumo Collettivo", e le "Comunità di Energia Rinnovabile" (REC).

### **Autoconsumo collettivo o comunità energetiche?**

Una configurazione di Autoconsumo Collettivo si ha quando una pluralità di consumatori sono ubicati all'interno di uno stesso edificio/condominio nel quale siano presenti uno o più impianti di produzione di energia prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili e di potenza massima pari a 200 kWp.



Le comunità energetiche sono invece configurazioni generalmente più complesse, che possono essere realizzate all'interno di un'area specifica, caratterizzata da prossimità fisica dei partecipanti alla comunità. Le comunità di energia rinnovabile possono essere costituite da clienti residenziali, pubbliche amministrazioni e PMI, con l'esclusione di soggetti professionali per i quali la produzione di energia costituisca attività prevalente. Per queste configurazioni l'estensione geografica è limitata alla connessione in bassa tensione e alla appartenenza a linee BT che sottendono alla stessa cabina di media tensione. Gli impianti di produzione devono sempre produrre energia esclusivamente da fonti rinnovabili, possono essere più di uno ma devono sempre essere connessi in BT e di potenza massima pari a 200 kWp per ciascun impianto.

Per le configurazioni di autoconsumo collettivo non è prevista la presenza di una entità giuridica appositamente costituita, necessaria invece per le Comunità Energetiche, che però deve assumere una forma giuridica che non preveda lo scopo di lucro (ente terzo settore, cooperativa, ecc.).

Le configurazioni di autoconsumo collettivo saranno sicuramente quelle più facilmente attivabili in

tempi brevi perché fanno riferimento a soggetti già organizzati collettivamente, principalmente condomini e centri commerciali. Le comunità energetiche potranno invece essere costituite nell'ambito di vie, quartieri o piccoli paesi con l'aggregazione di abitazioni private, locali commerciali, edifici comunali, chiese, ecc. o anche da piccoli distretti industriali e commerciali o aree agricole, purché tutte le utenze siano sempre collegate a reti BT sottese alla stessa cabina MT.

In entrambe le configurazioni la proprietà degli impianti non deve essere necessariamente della comunità ma può essere anche di privati cittadini, di soggetti appartenenti alla comunità o anche soggetti terzi esterni, quali ad esempio, istituti finanziari, EScO o Utility.

Purché siano rispettati tutti i criteri sopra richiamati, configurazioni di autoconsumo collettivo o di comunità energetiche possono essere costituite liberamente, senza dover partecipare a bandi, e hanno diritto a percepire incentivi per 20 anni su "l'energia condivisa". Per energia condivisa si intende l'energia prodotta e immessa in rete ma contestualmente consumata da uno o più membri della comunità (il calcolo viene fatto su base oraria ed è compito del distributore fornire i dati al GSE).



## Come viene incentivata l'energia prodotta?

Tutta l'energia immessa in rete, a prescindere che sia autoconsumata localmente o meno, può essere venduta in rete a prezzi di mercato mentre l'energia autoconsumata da ciascun impianto di produzione, direttamente sull'utenza su cui l'impianto è connesso, segue le agevolazioni classiche dell'autoconsumo e il beneficio è concesso al proprietario del punto di connessione. I veri incentivi sono però riservati all'autoconsumo condiviso, quindi, lo scopo principale sia delle configurazioni di Autoconsumo Collettivo che delle Comunità Energetiche sarà sempre quello di massimizzare l'autoconsumo condiviso. Poiché, come già detto, per le utenze domestiche l'autoconsumo puntuale difficilmente supera il 40%, per poter massimizzare l'autoconsumo collettivo sarà necessario realizzare comunità energetiche che raggruppino utenti con profili di carico differenti (per esempio mettendo

assieme abitazioni private con attività commerciali, negozi, piccole aziende e uffici, che in genere hanno un profilo di consumi spostato sulle fasce diurne) oppure, in alternativa, sarà sempre possibile installare sistemi di accumulo.

E' molto probabile che molte Comunità Energetiche, soprattutto nelle fasi di sperimentazione iniziale, optino per la diversificazione delle utenze di consumo in modo da mantenere più bassi gli investimenti richiesti mentre per i condomini, nei quali sono principalmente presenti solo utenze domestiche, l'unica possibilità per poter aumentare l'autoconsumo condiviso è solamente quella di installare degli adeguati sistemi di accumulo. In ogni caso, bisogna considerare che sono rari i casi di condomini con lastrici solari così estesi da permettere installazioni di impianti molto superiori ai consumi cumulati e diurni delle abitazioni e quindi l'uso degli accumuli non sarà sempre necessario.

Lo schema di incentivo spinge fortemente all'autoconsumo/condivisione



Fonte: RSE <sup>9</sup>

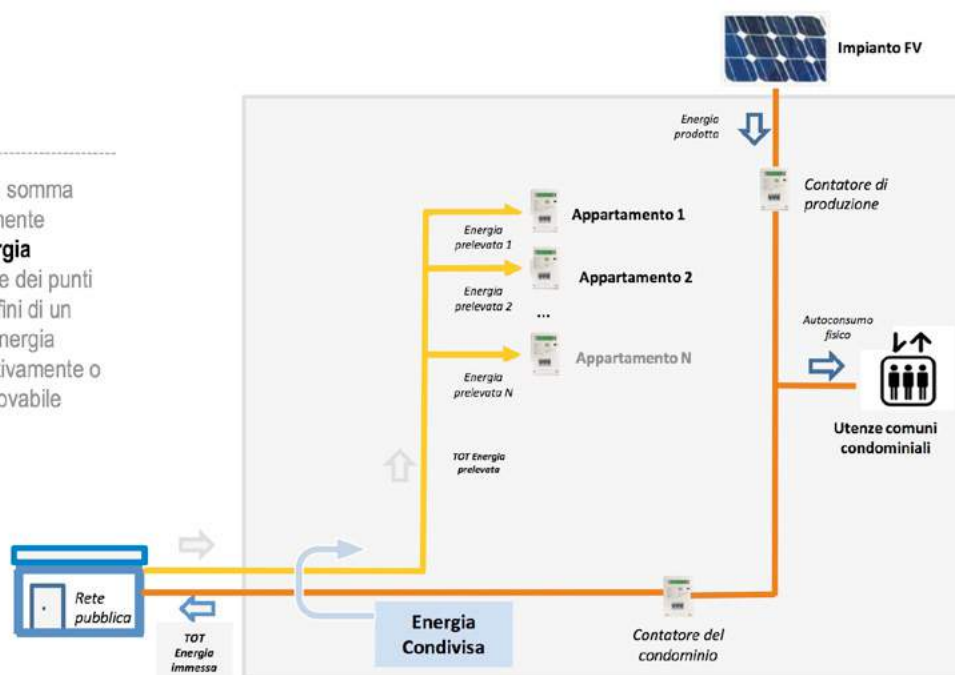


# focus - Le comunità energetiche



## Energia condivisa

E', **in ogni ora**, il **minimo** tra la somma dell'**energia elettrica** effettivamente **immessa** e la somma dell'**energia elettrica prelevata** per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile



Fonte: RSE





Vediamo ora in dettaglio quali sono gli incentivi riservati all'autoconsumo condiviso. Gli incentivi riconosciuti sono di due tipi: un incentivo esplicito stabilito dal MiSE sull'energia condivisa (100 €/MWh in caso di autoconsumo collettivo e 110 €/MWh in caso di comunità energetiche) e un incentivo aggiuntivo stabilito da ARERA per i risparmi che l'autoconsumo condiviso genera sulla gestione delle reti (circa 9 €/MWh). Inoltre, come già detto, tutta l'energia prodotta e immessa in rete può essere venduta al mercato. I partecipanti alla comunità non devono cambiare le modalità di acquisto dell'energia elettrica e non vedranno benefici sulla bolletta ma sarà il GSE che periodicamente e a conguaglio farà avere gli incentivi al referente della comunità. Il criterio di distribuzione non è normato per cui ciascuna comunità sarà libera di stabilire in totale autonomia con quale criterio ridistribuire gli incentivi ricevuti (in parti uguali, sulla base dei millesimi, in base a ciascuna quota di autoconsumo collettivo, ecc.). È anche prevista la compatibilità con le detrazioni fiscali del 50% e la cessione del credito senza alcun tipo di riduzione degli incentivi mentre la compatibilità con il superbonus 110% è limitata agli impianti di potenza massima fino a 20 kWp ma in tal caso l'incentivo è limitato esclusivamente al contributo di circa 9 €/MWh per il risparmio generato sulle reti.

## Prospettive future

Le aspettative sulle differenti forme di comunità di autoconsumo collettivo vanno ben oltre i semplici aspetti di natura economica e fanno affidamento sulla volontà dei consumatori di divenire parte attiva e organizzata per le esigenze di approvvigionamento energetico.

Alcuni studi già realizzati ipotizzano solo per condomini e centri commerciali un potenziale al 2030 compreso tra i 5 e i 10 GW di nuova potenza installata e altrettanti GW sono stimati per le comunità energetiche.

Gli aspetti che però dovranno essere approfonditi, prima del recepimento della RED II, in modo tale che il potenziale stimato al 2030 possa essere effettivamente raggiunto, sono molteplici. In particolare, si ritiene che grande attenzione debba essere dedicata alle modalità di ampliamento alle configurazioni che prevedano connessioni in media tensione. Tale estensione, infatti, darebbe un sicuro impulso alle comunità energetiche più complesse che oggi, con la limitazione delle connessioni in bassa tensione, sono oggettivamente limitate. Altro aspetto di grande importanza è quello relativo alla possibilità che le comunità di autoconsumo collettivo possano essere proprietarie delle reti di distribuzione (previsto dalla RED II ma attualmente non consentito dal recepimento semplificato), con tutte le possibili implicazioni legate alla corretta manutenzione e sicurezza delle reti che andrebbero valutate con attenzione.

L'importante ora è avviare immediatamente le prime sperimentazioni permesse dalla attuale normativa e accumulare quell'esperienza necessaria che ci potrà consentire di arrivare con le idee un po' più chiare a giugno 2021 in modo da poter fare le scelte giuste. Ciò che è certo è che il futuro delle rinnovabili e in particolare del fotovoltaico non può prescindere dallo sviluppo delle comunità energetiche e avere una normativa adeguata sarà fondamentale.



# Smart grid e smart network:

l'evoluzione della rete elettrica  
e dei sistemi di approvvigionamento energetico

.....

Giorgio Graditi,  
*Head of Department of Energy Technologies and Renewable Energy Sources*

Marialaura Di Somma,  
*Research Engineer - ENEA*

.....

L'Unione Europea (UE) si pone da tempo tra i leader mondiali nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) e della generazione distribuita (GD), nella riduzione dell'impatto ambientale e nella promozione di misure di efficienza energetica sempre più spinte, svolgendo un ruolo di primo piano nel contrastare i cambiamenti climatici, favorendo, al contempo, la transizione verso un'economia eco-sostenibile. Tra le principali priorità politiche della Commissione Europea vi è, infatti, l'ambizione di mantenere per l'Europa il ruolo di guida nella lotta al cambiamento climatico e conquistare una posizione di leadership nel campo delle energie rinnovabili, che si traduce nel duplice obiettivo di aumentarne l'integrazione nel sistema energetico attuale, e far sì che le imprese europee sia-

no le principali fornitrici dei componenti chiave delle tecnologie rinnovabili sia all'interno che all'esterno della UE, contribuendo alla crescita economica e alla creazione di nuova occupazione.

Come evince nel "Clean Energy Package" [1], la triade dei nuovi obiettivi 2030 prevede la riduzione del 40% delle emissioni di gas serra rispetto alle emissioni del 1990, il raggiungimento del target del 32% di penetrazione delle fonti rinnovabili nei consumi finali di energia e la riduzione del 32,5% dei consumi di energia rispetto allo scenario di riferimento del 2008, come obiettivo per l'efficienza energetica. Tale quadro comporta che, nel breve/medio periodo, su alcune porzioni di rete, l'energia prodotta da fonte rinnovabile e da unità di GD, rappresenterà una frazione rilevante del totale trasportato dall'intera infrastruttura.

Per far fronte ai crescenti livelli di penetrazione di fonti energetiche, che sono, per loro natura, intermittenti e non programmabili, si rende necessaria una sostanziale modifica delle logiche di gestione dei flussi di energia scambiati in rete tra i sistemi di generazione e i carichi. In dettaglio, in tale scenario evolutivo, le misure di flessibilità tradizionali, basate sull'assunzione che la generazione elettrica deve istantaneamente seguire il carico, non sono più applicabili per far fronte alla crescente quota di GD non dispatchabile. Tale cambio di paradigma richiede quindi un ripensamento profondo delle principali funzioni che assicurano il controllo della rete e, più in generale, la sicurezza e la qualità del servizio elettrico. Il processo di evoluzione in atto, quindi, oltre ad interessare la parte infrastrutturale delle reti, riguarda soprattutto i sistemi di gestione delle reti stesse, che devono essere in grado di gestire e monitorare, con elevata flessibilità, le unità di

generazione, trasmissione, distribuzione e usi finali dell'energia elettrica.

La smart grid si può definire come una rete elettrica in grado di integrare il comportamento e le azioni di tutti gli utenti ad essa collegati, ovvero unità di generazione, operatori delle reti di trasmissione e distribuzione, operatori di mercato, consumatori e prosumer, al fine di garantire un sistema elettrico che, oltre ad essere economicamente efficiente e sostenibile, sia caratterizzato da basse perdite e un adeguato livello di qualità e sicurezza del servizio elettrico. Si mostra in Figura 1, il processo evolutivo del sistema elettrico verso il concetto di smart grid. Rispetto alla rete elettrica tradizionale, che può solo trasmettere e distribuire l'energia elettrica, la smart grid è caratterizzata da una gestione integrata delle tecnologie costituenti mediante il coinvolgimento attivo di tutti gli utenti ad essa collegati.

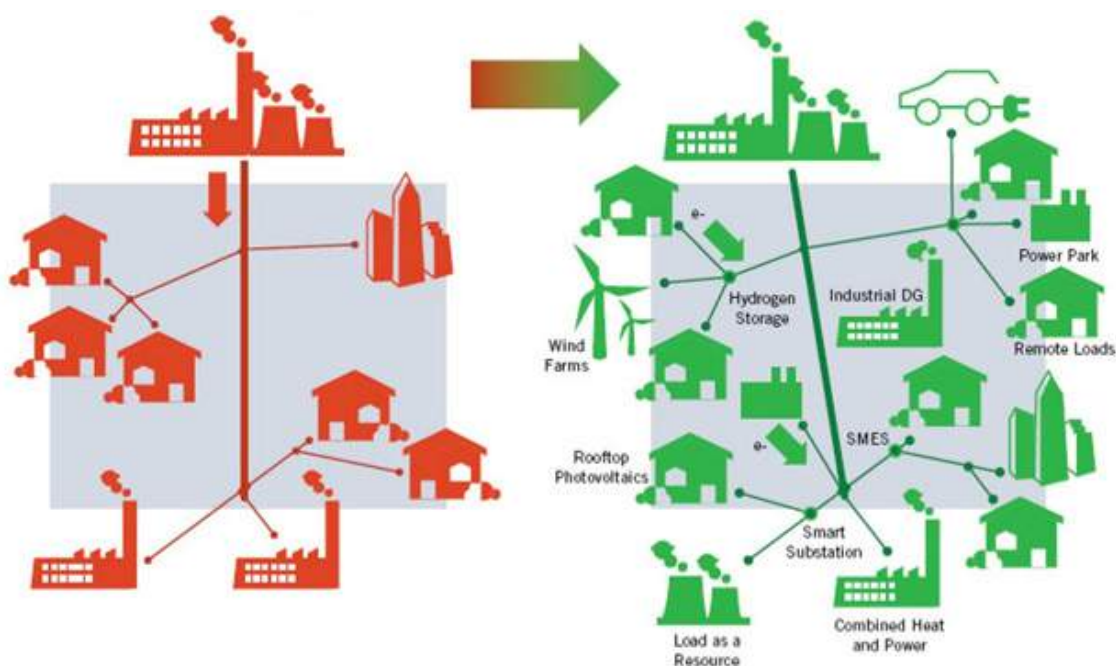


Figura 1: Processo evolutivo della rete elettrica verso le smart grid [2].



Caratteristica principale delle smart grid è la capacità di gestire, tramite protocolli e flussi informativi, generatori e carichi attivi disponibili nella rete, coordinandoli, al fine di compiere determinate funzioni in tempo reale, come, ad esempio, far fronte ad eventuali picchi, o bilanciare il carico di un alimentatore. Viene, quindi, applicato alla rete elettrica un protocollo simile al peer-to-peer di gestione delle informazioni utilizzato nelle reti informatiche, in cui viene annullato il rapporto gerarchico tra i nodi, ottenendo quindi tutti nodi paritari, compresi i nodi degli utenti finali della rete di distribuzione, che, in tale ottica, non fungono da semplici utilizzatori delle risorse di rete, ma costituiscono, essi stessi nodi che condividono e scambiano informazioni con il resto della rete. In tal modo, i dispositivi della rete elettrica diventano parti attive di un sistema di controllo esteso, che va dalle unità di generazione fino ad arrivare ai singoli utenti.

Al fine di garantire la sicurezza, l'affidabilità e la resilienza dell'approvvigionamento energetico, assume un ruolo cruciale la creazione di sistemi energetici integrati, un paradigma energetico innovativo che amplia il concetto di smart grid con quello di smart network mediante l'integrazione e la gestione ottimizzata di vettori energetici multipli. In accordo con il recente report di ETIP SNET "VISION 2050 - Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment" [3], in tale paradigma energetico, previsto attuabile al 2050, il vettore elettrico, la mobilità, il vettore termico per il riscaldamento e raf-

frescamento ambiente, nonché le varie tipologie di sistemi di accumulo, sono gestiti in maniera integrata e alimentati da fonti di energia rinnovabile.

## Smart network e prosumer

In dettaglio, un sistema energetico integrato, schematizzato in Figura 2, si configura come una smart network per tutti i vettori energetici con il sistema elettrico come spina dorsale, caratterizzata da un elevato livello di integrazione tra tutte le reti di vettori energetici, ottenuta accoppiando reti elettriche con reti di gas, riscaldamento e raffrescamento, supportate da processi di accumulo e conversione dell'energia quali Gas-to-Heat, Gas-to-Power, Power-to-Heat, Power-to-Gas, etc. Tali sistemi saranno inoltre caratterizzati dal pieno coinvolgimento dell'utente finale, che, in tale ottica, diventa consumatore attivo e prosumer e si rende promotore di scambi di energia a livello locale e di facile utilizzo, nonché di transazioni peer-to-peer, per una ampia scelta di servizi e con prezzi energetici ottimali.

Il ruolo attivo dell'utente finale si esplica pienamente nei meccanismi di demand response, attraverso i quali, viene reso partecipe della gestione di contingenze di rete, nonché nella riduzione dei consumi energetici mediante applicazioni quali zero energy buildings o comunità dell'energia. Inoltre, questo nuovo paradigma energetico prevede l'avvento della poli-generazione distribuita completamente alimentata da FER. Ovviamente, in tale contesto, assumerà un ruolo centrale l'accumulo energetico

in tutte le sue forme e tipologie e le risorse energetiche disponibili localmente saranno utilizzate per il loro pieno potenziale economico, rimandando le esigenze di upgrade delle reti di trasmissione e distribuzione dell'elettricità e contribuendo anche a massimizzare la resilienza dei canali di approvvigionamento per le esigenze di riscaldamento e raffreddamento ambiente.

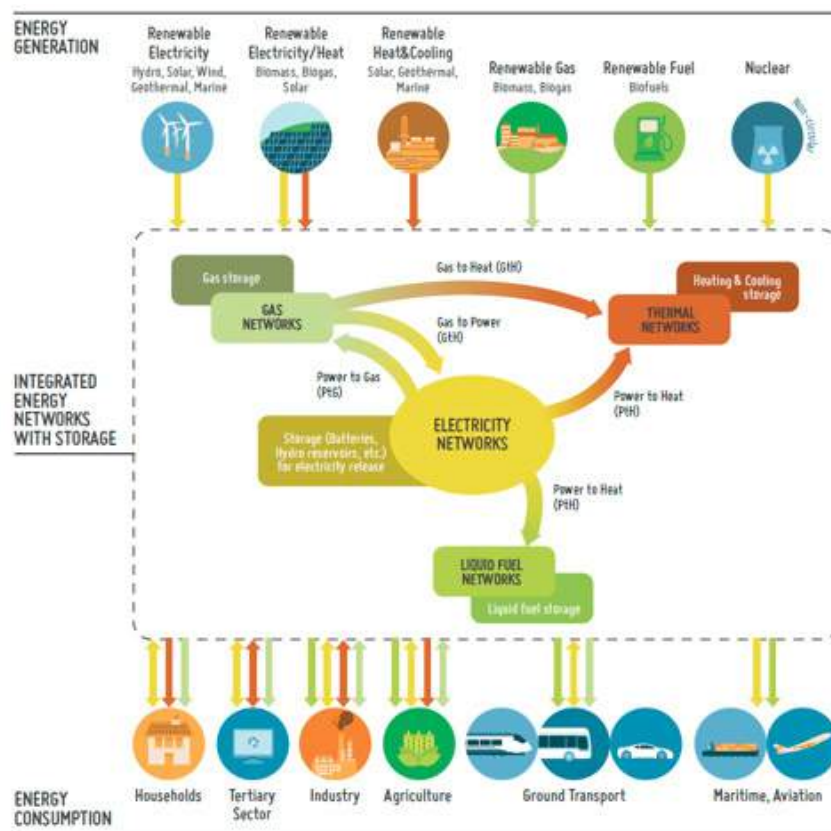


Figura 2: Schematizzazione di un sistema energetico integrato con dispositivi di accumulo e processi di conversione [3].

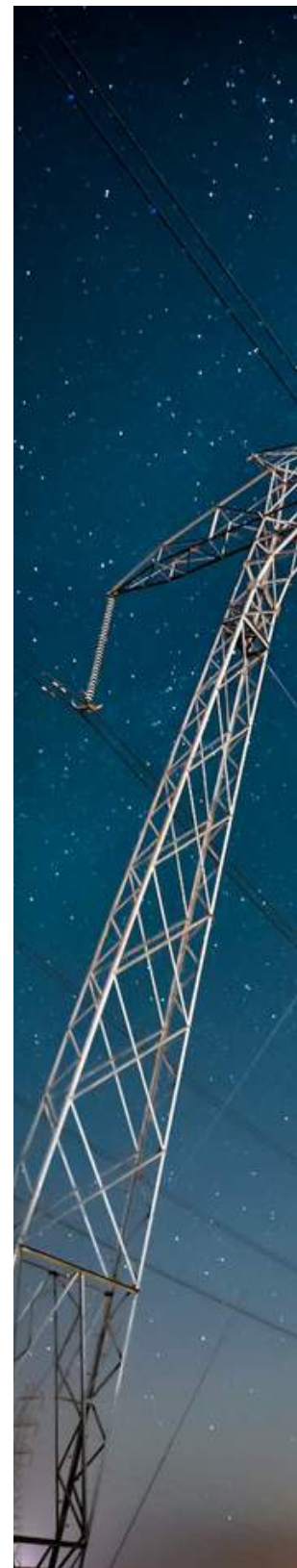
L'Italia è da sempre stata un Paese pioniere nel settore smart grid, rivestendo un ruolo di primo piano nel contesto internazionale. Tra gli esempi più significativi, vi è l'adesione dell'Italia, nel corso della COP21 di Parigi, all'iniziativa multilaterale di Mission Innovation, ricoprendo il ruolo di co-leadership per la Innovation Challenge dedicata alle smart grid. In Europa invece, l'Italia coordina il Joint Programme on Smart grids della European Energy Research Alliance (EERA) che riunisce i più importanti centri di ricerca pubblici europei e università, allo scopo di condividere risultati e informazioni del settore e l'utilizzo delle relative infrastrutture di

ricerca per favorire un'effettiva implementazione delle smart grid in Europa. Il tema delle smart grid rappresenta anche un elemento cardine del Piano di Azione del Cluster Tecnologico Nazionale Energia (CTN Energia), che individua, tra le diverse Traiettorie Tecnologiche prioritarie, lo sviluppo delle tecnologie per la conversione da fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, di sistemi innovativi di pianificazione, esercizio, monitoraggio e controllo delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in un'ottica smart grid, e di sistemi di accumulo elettrico con relativa integrazione in rete. Dal punto di vista operativo, inoltre, l'Italia

è stato il primo paese europeo a introdurre su larga scala gli smart meter elettrici per i clienti finali in bassa tensione ed è tuttora il primo paese al mondo per numero di smart meter di energia elettrica in servizio (oltre 35 milioni).

L'Italia riveste una posizione di primo piano per il livello di automazione della rete di distribuzione e numerosità di generatori fotovoltaici ad essa collegati; sono, inoltre, in corso sperimentazioni e dimostrazioni di soluzioni tecnologiche e di sistema per gestire la rete in modo più flessibile, garantendo l'adequatezza e la sicurezza di un sistema elettrico sempre più eterogeneo e complesso. Con i crescenti livelli di penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, il sistema elettrico necessita di nuove risorse flessibili, cioè caratterizzate da una costante e pronta disponibilità a variare il flusso di immissione/prelievo dalla rete, per permettere il bilanciamento del sistema elettrico [4]. A tale flessibilità possono contribuire risorse fino ad oggi considerate non in grado di fornire servizi di bilanciamento, quali la generazione programmabile di taglia inferiore ai 10 MVA, quella da fonti rinnovabili non programmabili, la domanda e i sistemi di accumulo. È in tale contesto che TERNA, d'intesa con l'Autorità per l'Energia, le Reti e l'Ambiente (ARERA), ha avviato un processo di progressiva apertura del mercato dei servizi di dispacciamento alle

risorse energetiche distribuite, attraverso la definizione di progetti pilota volti a misurare la performance di queste risorse al fine di avviare in definitiva una riforma organica del mercato elettrico. Con la delibera 300/2017/R/eel, ARERA ha infatti definito i criteri per consentire alla domanda, alle unità di produzione non ancora abilitate, quali quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita, nonché ai sistemi di accumulo, di partecipare a MSD nell'ambito di progetti pilota. Alcuni di essi, in particolare i progetti pilota UVAM, hanno la finalità di sperimentare l'apertura di MSD alla domanda, alle FER non programmabili e alla GD, inclusi i sistemi di accumulo, aumentando la disponibilità di risorse per i servizi ancillari. Tale processo per la sperimentazione di nuove forme di partecipazione a MSD secondo criteri di neutralità tecnologica, è fondamentale per garantire la fornitura dei servizi di rete e migliorare l'integrazione di nuovi soggetti nel sistema. In dettaglio, attualmente risultano abilitate 220 UVAM per una potenza qualificata complessiva di 1300 MW per il servizio "a salire" e di 207 MW per il servizio "a scendere". Tali UVAM risultano essere localizzate prevalentemente al Nord e Centro-Nord [5]. Le UVAM sono costituite da unità di consumo in grado di modulare i prelievi di energia elettrica tramite la variazione interna di produzione, ovvero forniscono riserva a salire







riducendo i prelievi di energia elettrica dalla rete. Esse sono anche costituite da unità di produzione programmabili quali impianti di cogenerazione oppure quelle alimentate da combustibili rinnovabili, come la biomassa, e unità di produzione che presentano margini di flessibilità come le centrali idroelettriche ad acqua fluente.

Dall'analisi svolta da smartEN (<https://smarten.eu/>) emerge che l'Italia è il Paese europeo che negli ultimi due anni ha compiuto i progressi più significativi per l'abilitazione delle risorse distribuite sul mercato dei servizi di dispacciamento. Considerati i promettenti risultati, Terna intende proseguire questo percorso con la realizzazione di ulteriori progetti pilota aventi i seguenti obiettivi principali:

- sperimentare la partecipazione di risorse distribuite ad altri servizi (regolazione della frequenza e regolazione della tensione, ecc.);
- incentivare la concorrenza e aumentare la partecipazione delle risorse ai servizi esistenti, cercando di coinvolgere progressivamente anche altre risorse a basso consumo appartenenti al settore terziario e / o domestico;
- fare leva sull'esperienza acquisita attraverso progetti pilota per sviluppare proposte per una riprogettazione completa del mercato dei servizi ancillari.

## Riferimenti

- [1] Clean energy for all Europeans package: [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en)
- [2] P. E. Technology, "Smart grid Success Will Rely On System Solutions," [http://powerelectronics.com/power\\_systems/smart-grid-successrely-system-solutions-20091001](http://powerelectronics.com/power_systems/smart-grid-successrely-system-solutions-20091001), Ottobre 2009.
- [3] ETIP SNET "VISION 2050 - Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment", Diponibile: <https://www.etip-snet.eu/wp-content/uploads/2018/06/VISION2050-DIGITALupdated.pdf>
- [4] L. Marchisio, F. Genoese, F. Raffo, "Distributed Resources in the Italian Ancillary Services Market: taking stock after two years", 2019.
- [5] A. Galliani "Il progetto pilota UVAM e relativa evoluzione attesa", Webinar - Le aggregazioni di utenti attivi, Giugno 2020.

# GECO: la prima Comunità Energetica Locale dell'Emilia Romagna

..... Claudia Carani, Felipe Barroco e Piegabriele Andreoli .....  
*Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile di Modena*

Le comunità energetiche delle rinnovabili sono costituite da unioni di consumatori di energia (cittadini, imprese, enti pubblici e altri soggetti) che, all'interno di un'area geografica circoscritta, non si limitano al consumo, ma partecipano attivamente alle fasi di produzione e scambio di energia a km zero, proveniente da fonti rinnovabili.

Il progetto GECO (Green Energy Community), cofinanziato dal fondo europeo EIT Climate-KIC e promosso da AESS (Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile), ENEA (Agenzia Nazionale per le Nuove Tecnologie, l'Energia e lo Sviluppo Economico Sostenibile) e dall'Università di Bologna, porterà alla creazione della prima Comunità Energetica Locale dell'Emilia Romagna.

GECO nasce nel distretto Pilastro-Roveri di Bologna, un'area in cui si con-

centrano edifici residenziali (7.500 abitanti, di cui 1.400 in alloggi sociali), complessi commerciali (200.000 mq occupati dal Centro Commerciale Pilastro, Centro Commerciale Mera-ville, CAAB e Fabbrica Italiana Contadina - FICO/Eataly World Bologna) e centri di produzione industriale e artigianale (1.045.500 mq concentrati nella Zona Roveri).

Attualmente, l'area possiede una produzione di energia da fonti rinnovabili rilevante: il Centro Agro Alimentare di Bologna - CAAB (uno dei partner di progetto) e Fabbrica Italiano Contadina - FICO insieme dispongono di un sistema fotovoltaico di 16 MWp (l'impianto su tetto più grande d'Europa), con un accumulo di 50 kW (210 kWh). L'area di Roveri ha circa 2 MWp di fotovoltaico e i consumi attuali di energia elettrica sono stimati intorno ai 430 MWh.

# Bologna

Pilastro – Roveri  
District

# Bologna

Pilastro – Roveri  
District





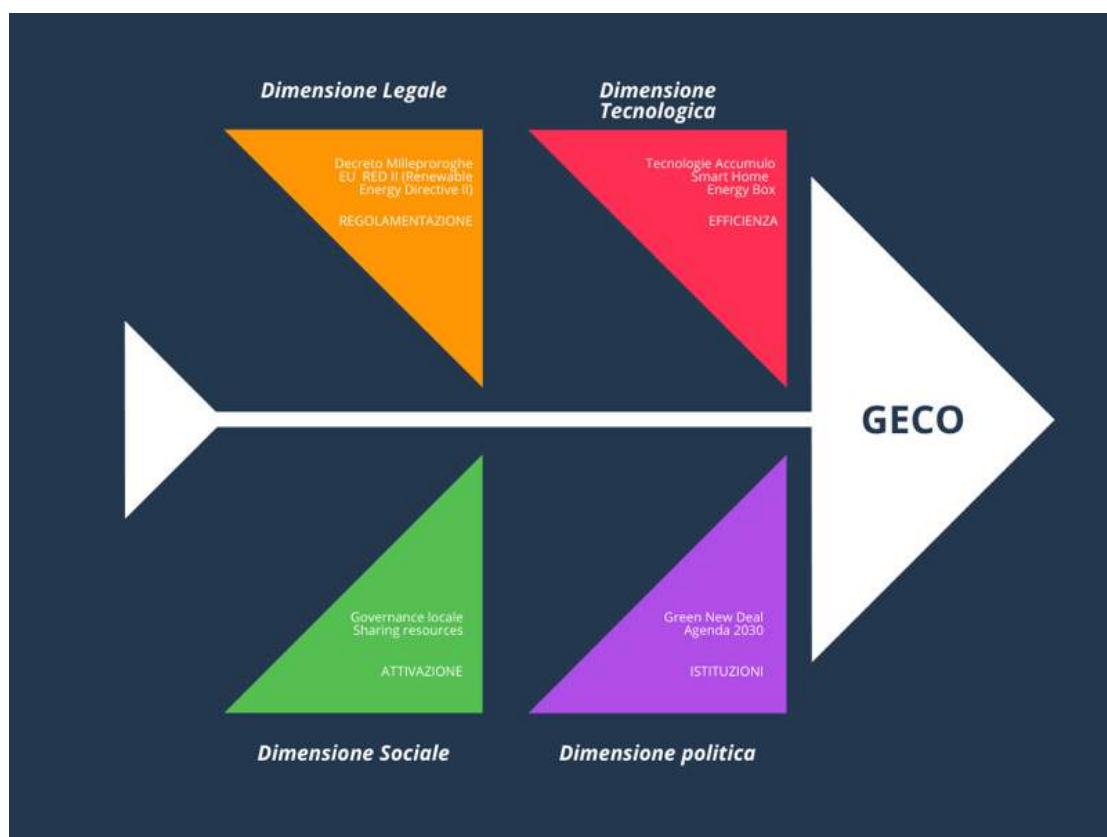
In linea con l'Agenda 2030 dell'ONU, l'Accordo di Parigi e il Clean Energy Package (CEP), l'obiettivo di GECO è incentivare ed ottimizzare la generazione e l'autoconsumo delle energie rinnovabili nei quartieri, per contribuire a ridurre, entro il 2022, le emissioni dei gas responsabili dell'effetto serra.

Il progetto è orientato, pertanto, al raggiungimento dei target di decarbonizzazione, all'incremento dell'utilizzo delle energie rinnovabili e allo sviluppo dell'economia locale, di cui la diffusione delle comunità energetiche costituisce uno degli strumenti.

Attraverso l'attivazione di tavoli di discussione e il coinvolgimento di stakeholder nazionali, GECO intende contribuire allo sviluppo del quadro normativo italiano nel settore energetico, inteso come strumento di diffusione di Comunità Energeti-

che Locali in applicazione delle nuove Direttive Europee sulle energie rinnovabili.

In termini di sostenibilità ambientale, perché la transizione energetica possa pienamente realizzarsi, è necessario intraprendere una gestione congiunta di problemi ambientali, sociali ed economici che utilizzi un approccio co-evolutivo e interattivo, data l'inseparabilità e l'influenza reciproca del cambiamento sociale e tecnologico. GECO parte dal presupposto che una transizione energetica richieda cambiamenti culturali, materiali ed immateriali, basati tanto sul risparmio energetico e l'efficienza dei consumi, quanto su un'inversione di comportamenti socialmente condivisi. Pertanto, GECO intende restituire centralità alla figura del produttore-consumatore, il cosiddetto "prosumer", ossia il cittadino in grado di svolgere un ruolo attivo nel processo di creazione, produzione, distribuzione e consumo dell'energia.



L'obiettivo finale del progetto GECO è quello di creare una comunità di energia green, che contribuisca ad aumentare la sostenibilità, ridurre la povertà energetica e generare un ciclo di economia a basse emissioni di carbonio nel distretto di Pilastro-Roveri. In particolare, GECO intende:

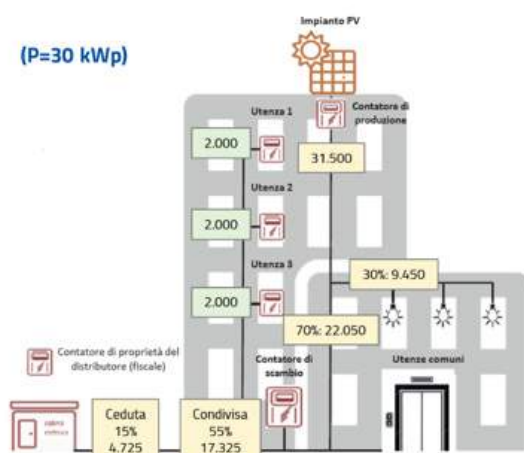
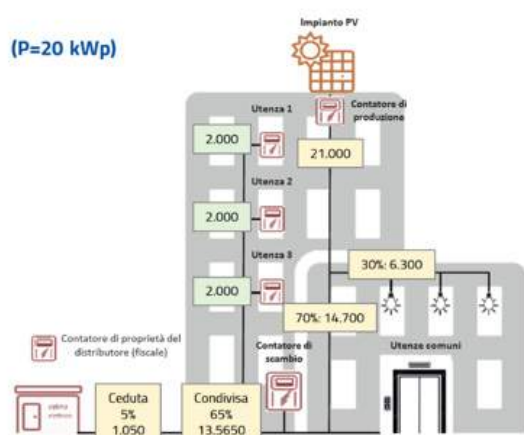
1. Costruire una comunità energetica di distretto e creare un'entità in grado di sfruttare le opportunità nel nuovo mercato dell'energia nel quadro di sviluppo della legislazione nazionale e regionale.
2. Aumentare la produzione, lo stoccaggio e l'autoconsumo di energia rinnovabile nel distretto / comunità.
3. Costruire un sistema che consenta agli utenti di scambiare energia, promuovendo un nuovo e flessibile modello di comunità energetica per un distretto sostenibile.
4. Promuovere attività per creare una comunità sostenibile in relazione all'impegno, alla formazione, alla diffusione e alla promozione dei cambiamenti comportamentali all'interno della comunità.
5. Comunicare e diffondere il progetto GECO e le storie di successo.

Il progetto, dalla data di avvio ad oggi, ha dovuto confrontarsi con importanti novità e nuove sfide. Prima tra tutte, l'introduzione, su territorio nazionale, della possibilità di sperimentare l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche rinnovabili. Infatti, l'articolo 42-bis del Decreto Milleproroghe (convertito nella Legge 08/2020) ha introdotto la possibilità di sperimentare questi due modelli prima del ricevimento definitivo della Direttiva Europea sull'energia rinnovabile, prevista per luglio 2021, con i limiti di una sperimentazione limitata agli impianti di nuova installazione (da marzo 2020), di piccola taglia (< 200kWp) e situati all'interno del stesso palazzo/condominio (per l'autoconsumo collettivo) o sotto la medesima cabina di media/bassa tensione (nel caso delle comunità energetiche rinnovabili). Seppure positiva, la sperimentazione ha limitato, in parte, le intenzioni iniziali di GECO, principalmente, per quel che riguarda la possibilità di usufruire dei sistemi di generazione già esistenti sul territorio e le sinergie derivanti dall'integrazione di profili di consumo differenziati (settore residenziale, commerciale e industriale).



L'emergenza sanitaria Covid-19 è l'altra grande sfida affrontata da GECO: la limitazione degli incontri in presenza, la sospensione di riunioni ed eventi pubblici durante gran parte del 2020, hanno comportato una conversione delle attività di progetto in azioni ed incontri realizzati esclusivamente in ambiente virtuale. Nonostante le evidenti difficoltà nell'eseguire azioni di coinvolgimento sul territorio, il virtuale ha consentito ad un pubblico ampio e diversificato di avvicinarsi al tema delle comunità energetiche. I webinar e gli incontri virtuali promossi hanno avuto un esito positivo per quel che concerne le azioni di diffusione e comunicazione del progetto, promuovendo GECO in una scala nazionale non prevista inizialmente.

Tra le varie misure adottate dal governo italiano per promuovere la ripresa del sistema paese incluse nel Decreto Rilancio (Decreto Legge n. 34/2020), il Superbonus 110%, inserito nell'articolo 119, intende promuovere lavori di ristrutturazione edilizia realizzati al fine di migliorare l'efficienza energetica e antisismica delle abitazioni, costituendosi come un importante drive per promuovere interventi di retrofit, iniziative di autoconsumo collettivo e di comunità energetiche relativamente all'anno 2021.



Attualmente GECO sta sviluppando diversi modelli di business da implementare nel quartiere Pilastro-Roveri, in accordo con il framework attuale. A titolo esemplificativo, tra le future azioni destinate agli attori locali coinvolti nel progetto, vale la pena citare:

- CAAB e FICO: installazione di 200 kW d'impianto fotovoltaico su pensilina nei parcheggi e 75 kW biogas per lo smaltimento dei rifiuti organici con accumulo;
- ACER: installazione di 100 kW d'impianto fotovoltaico su più edifici di residenza sociale;
- -Torri residenziali: ricorso al Superbonus 110% e detrazioni fiscali del 50% con impianti 30kW;
- Centro Commercial Pilastro e condomini: installazione di 200 kW d'impianto fotovoltaico;
- Imprese di Roveri: installazione di un impianto fotovoltaico di 200 kW.



|                            |                               | P = 20 kW | P = 30 kW |
|----------------------------|-------------------------------|-----------|-----------|
| Costo di investimento      |                               | € 27.000  | € 40.500  |
| Tempo di ritorno<br>[anni] | Senza Detrazioni Fiscali      | 12        | 13        |
|                            | Con Detrazione Fiscale 50%    | 7         | 8         |
|                            | Superbonus + Det. Fiscale 50% | -         | 4         |

Le proposte di attivare le comunità energetiche validate sui primi potenziali membri potranno essere estese, in un secondo momento, ad altri soggetti del quartiere Pilastro-Roveri.

All'interno del progetto, UniBo e ENEA stanno sviluppando diverse innovazioni tecnologiche e sociali, tra cui:

1. Piattaforma per la gestione della Comunità Energetica con l'analisi dei flussi energetici (produzione, stoccaggio e consumo) e per garantire la flessibilità dell'energia all'interno delle comunità e controllo del dispacciamento in tre livelli: giorno prima (day ahead), quarto-orario (intra-day) e controllo real-time.
2. Individuazione della configurazione ottimale di apparecchiature smart al fine di consentire ai membri della comunità di monitorare i propri consumi e il proprio contributo nella comunità.
3. Applicazione della blockchain per registrare l'autoconsumo di energia elettrica e implementare gli smart contract, con la divisione degli ricavi ed incentivi in modo automatico.

4. Sviluppo di strumenti innovativi di engagement per coinvolgere gli stakeholder del territorio nella comunità energetica (social innovation), ad esempio, attraverso una app per il controllo dei consumi e l'implementazione di comportamenti virtuosi.
5. Nell'ottobre scorso, il progetto GECO ha rilasciato una guida sul tema delle Comunità Energetica in Italia, con lo scopo di promuovere la consapevolezza intorno al tema e di attivare i cittadini nell'ambito di questo nuovo mercato elettrico in crescita.

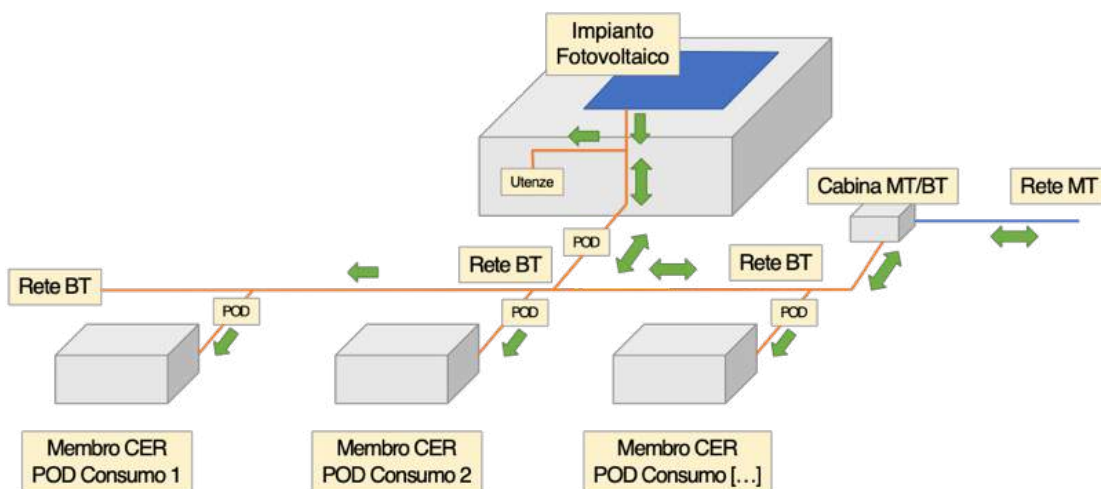
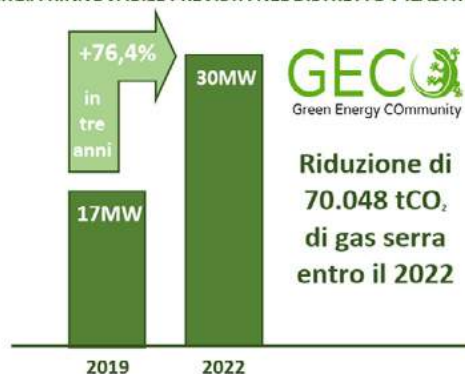
Nel 2023, al termine del progetto, si prevede di raggiungere, nell'area Pilastro-Roveri, un risparmio minimo del 28% dei consumi finali e il raddoppio della produzione di energia rinnovabile attraverso l'installazione di 15MW di impianti fotovoltaici. La produzione di energia si aggirerà intorno ai 18MWh di elettricità, con un abbattimento di 8.700 tCO<sub>2</sub> all'anno. Pertanto, il risparmio energetico ottenuto sarà di circa 120 MWh all'anno, con una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari a 58.000 tCO<sub>2</sub>/anno.

# focus - Le comunità energetiche

**GEC**  
Green Energy CCommunity



AUMENTO DELLA CAPACITÀ DI PRODUZIONE  
DI ENERGIA RINNOVABILE PREVISTA NEL DISTRETTO PILASTRO-ROVERI



Invitiamo a seguirci tramite nostri canali:  
Blog: [www.gecocommunity.it](http://www.gecocommunity.it)  
Instagram: greenenergycommunity

# Il progetto ALPGRIDS:

## sviluppo di un modello di microrete energetica per lo spazio alpino

Pasquale Motta,  
*Design and Management of Electrical Power Assets*

Il progetto ALPGRIDS<sup>1</sup>, cofinanziato dal Fondo Europeo di Sviluppo Regionale attraverso il programma Interreg Alpine Space, vede la partecipazione di dodici partner provenienti da cinque regioni alpine. Obiettivo principale del progetto è la creazione di un ambiente transnazionale per la promozione di un modello di microrete replicabile nel territorio alpino in stretta relazione con le comunità energetiche.

La microrete, in quanto insieme controllato di generatori, sistemi di accumulo, carichi elettrici e termici, consente l'utilizzo locale delle risorse energetiche generate localmente. Oltre ad un minor carico sulle reti di trasmissione e distribuzione, le microreti nel caso di reti deboli possono contribuire al differimento nel tempo di investimenti necessari al loro potenziamento e a una maggior resilienza del sistema elettrico locale in situazioni di emergenza. Ma soprattutto la microrete determina un aumento della autonomia energetica del territorio consentendo scambi di energia al suo interno tra produttori, prosumers e consumatori, così come previsto dalle direttive UE sulle comunità di energia rinnovabile<sup>2</sup> e sulle comunità energetiche dei cittadini<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> [www.alpine-space.eu/projects/alpgrids](http://www.alpine-space.eu/projects/alpgrids)

<sup>2</sup> Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001

<sup>3</sup> Electricity Market Directive (EU) 2019/944



Nell'ambito di ALPGRIDS vengono sviluppati 8 progetti pilota di microreti.

Due progetti pilota, entrambi relativi a zone rurali della regione francese di Auvergne-Rhône-Alpes, fanno riferimento a schemi di autoconsumo collettivo introdotti in Francia a partire dal 2017 e che consentono al consumatore di acquistare elettricità da un produttore di energia rinnovabile a condizione che la loro distanza sia inferiore a 2 km e siano entrambi connessi alla rete BT di distribuzione. Ogni consumatore conclude due contratti di fornitura: uno con il produttore di energia rinnovabile e l'altro con un qualsiasi altro fornitore per il fabbisogno residuo di elettricità.

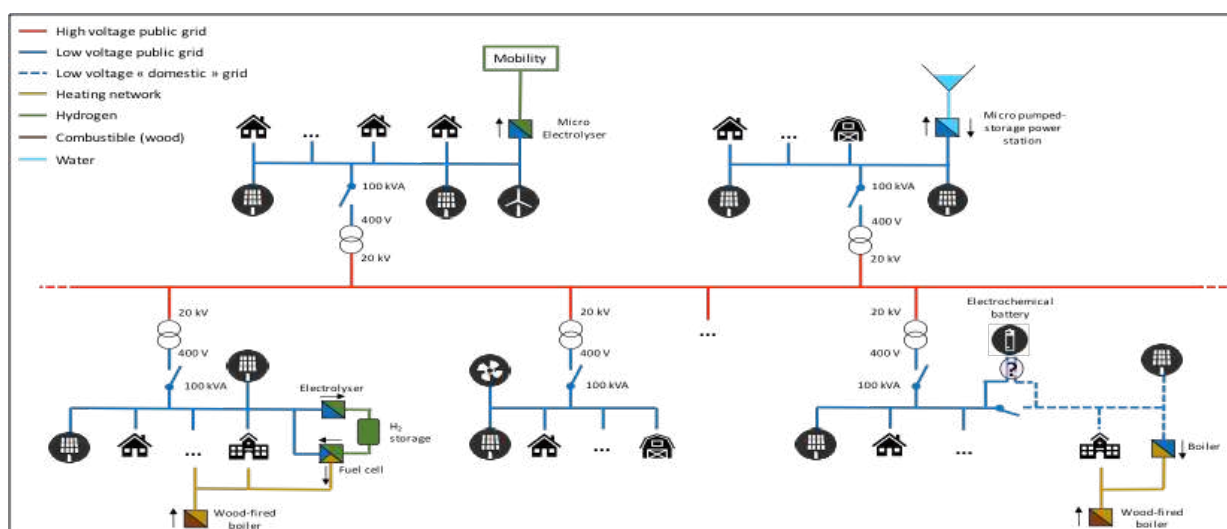


Figure 1 – Schema di configurazione della microrete della Val de Quint

In 6 villaggi del dipartimento della Drôme verranno studiate altrettante situazioni di autoconsumo collettivo al fine di individuare le condizioni ottimali per i corrispondenti modelli di business da proporre a enti pubblici e comunità energetiche. Un secondo progetto pilota prevede una microrete estesa ai villaggi della Val de Quint e finalizzata a migliorare la resilienza del sistema elettrico locale, collocato ad una estremità della rete di distribuzione. La microrete integra impianti fotovoltaici e mini-eolici, diverse tipologie di accumulo elettrico, incluso l'impiego di idrogeno prodotto per elettrolisi e utilizzato in celle a combustibile con produzione combinata di elettricità e calore (Fig. 1).

Due progetti pilota sviluppati in altrettanti comuni della Stiria (Austria) prevedono microreti con connessioni punto a punto tra il produttore di energia alternativa e i consumatori. La legislazione nazionale non consente scambi di elettricità attraverso la rete pubblica in mancanza di un fornitore di energia che funga da intermediario, ma ammette il ricorso a linee dirette di connessione tra produttore e consumatore al di fuori del dominio del locale DSO. Nella cittadina di Thannhausen due edifici residenziali e cinque microimprese sono direttamente connessi agli impianti PV di due edifici pubblici. Ciascuna utenza può essere

alimentata dagli impianti fotovoltaici, a condizione che l'elettricità generata sia in grado di far fronte alla loro domanda complessiva, o in alternativa dalla rete pubblica (Fig. 2). Analoga soluzione è stata adottata dal pilota sviluppato presso il campus di WEITZ. Un edificio dotato di impianto fotovoltaico opera da prosumer: l'elettricità generata eccedente il fabbisogno locale viene accumulata in batterie o ceduta ad un secondo edificio mediante una connessione diretta.

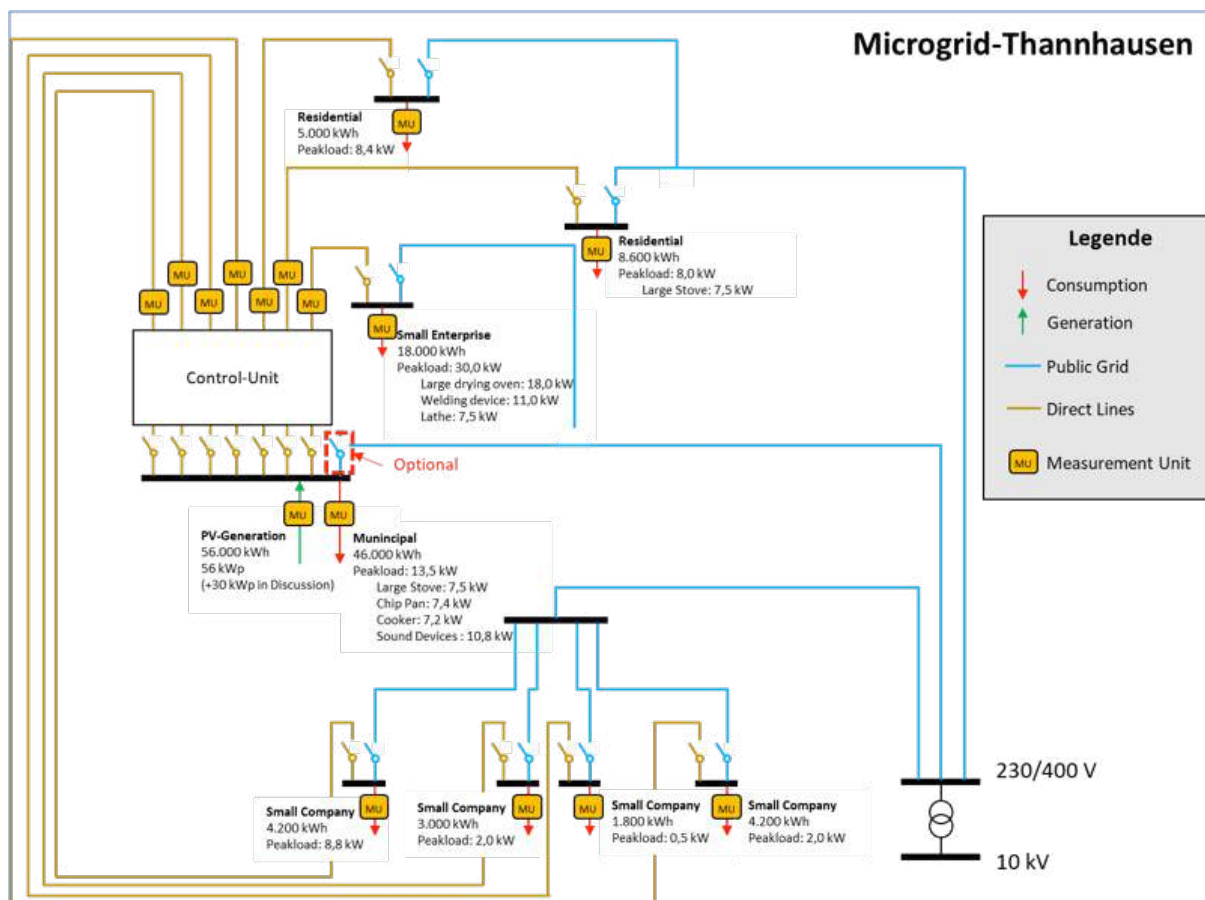


Figure 2 – Configurazione della microrete di Thannhausen

La microrete del comune di Selnica (Slovenia) comprende cinque edifici pubblici ed integra un impianto PV, un sistema di cogenerazione e pompe di calore (Fig. 3), organizzati in conformità alla regolamentazione nazionale del maggio 2019 che introduce l'autoconsumo collettivo unitamente alle "Comunità delle fonti di energia rinnovabile". I membri della comunità devono essere connessi alla stessa stazione MT/BT e condividere l'energia elettrica da fonte rinnovabile in proporzione al loro consumo complessivo. Il progetto pilota si pone il duplice obiettivo di una dimostrazione dei vantaggi acquisibili in termini di autosufficienza energetica e della possibilità di operare in isola in caso di guasto della rete pubblica a seguito di calamità naturali.

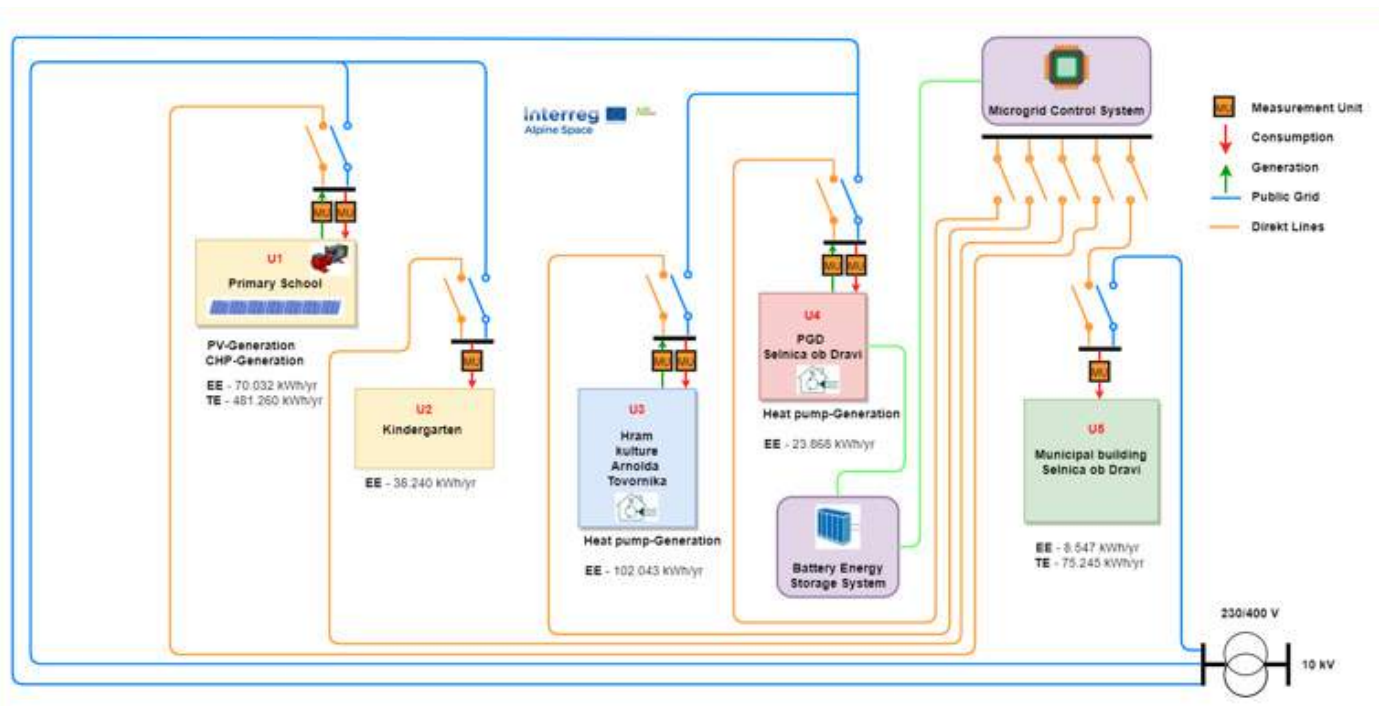


Figure 3 – Configurazione della microrete di Selnica

Nella città di Grafring (Germania), la cui domanda elettrica è soddisfatta al 40% da generazione locale, il locale DSO intende valutare le possibili modalità di mitigazione del sovraccarico sulla rete di distribuzione dovuti ad un incremento di veicoli elettrici e delle correlate stazioni di ricarica (Fig. 4). Il progetto pilota prenderà in considerazione il profilo di carico di un distretto cittadino sul quale valutare le possibili soluzioni: dalla interruzione per brevi periodi della alimentazione delle stazioni di ricarica alla diffusa implementazione di impianti fotovoltaici sugli edifici residenziali.

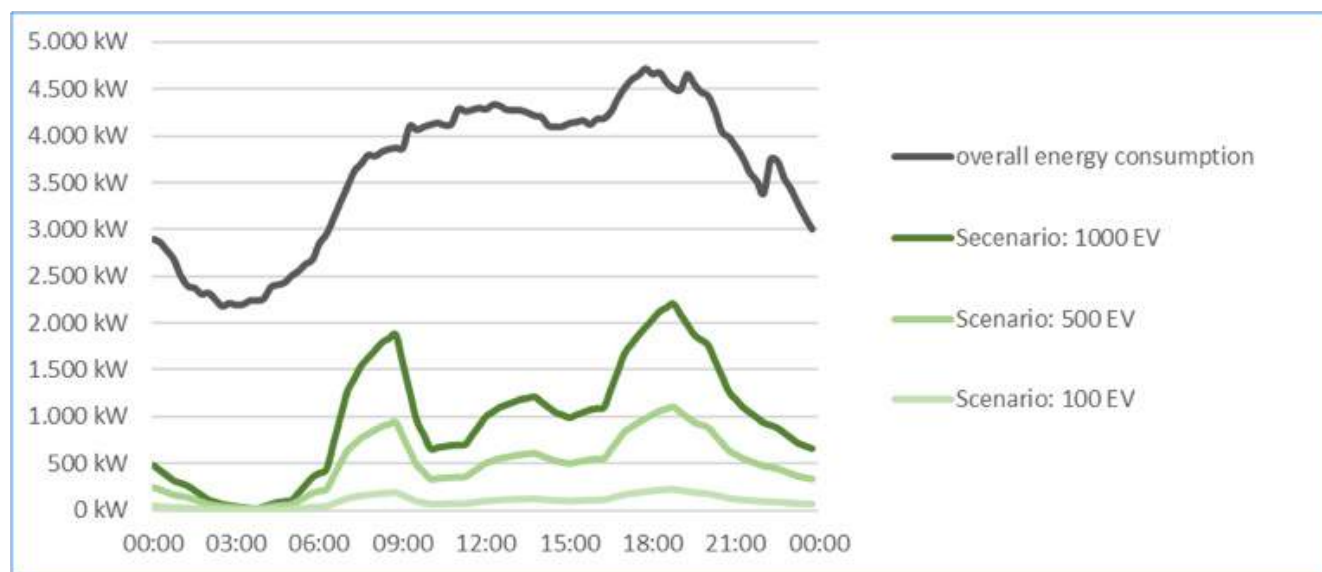


Figure 4 – Profilo di carico di Grafring e profili aggiuntivi di carico per effetto EV



Lo studio di fattibilità di una microrete comprendente diversi impianti sportivi, edilizia popolare e aziende private di un quartiere della città di Savona, si avvarrà dell'elettricità generata da impianti PV e di energia termica fornita da pompe di calore (anche con funzioni di raffreddamento), collettori solari e caldaie elettriche. Sistemi di accumulo elettrico e termico sono previsti per massimizzare l'utilizzo di energia rinnovabile. Un sistema di controllo a due livelli è previsto per la gestione energetica ottimizzata del singolo edificio mentre a livello superiore viene controllata l'intera microrete (Fig. 5).

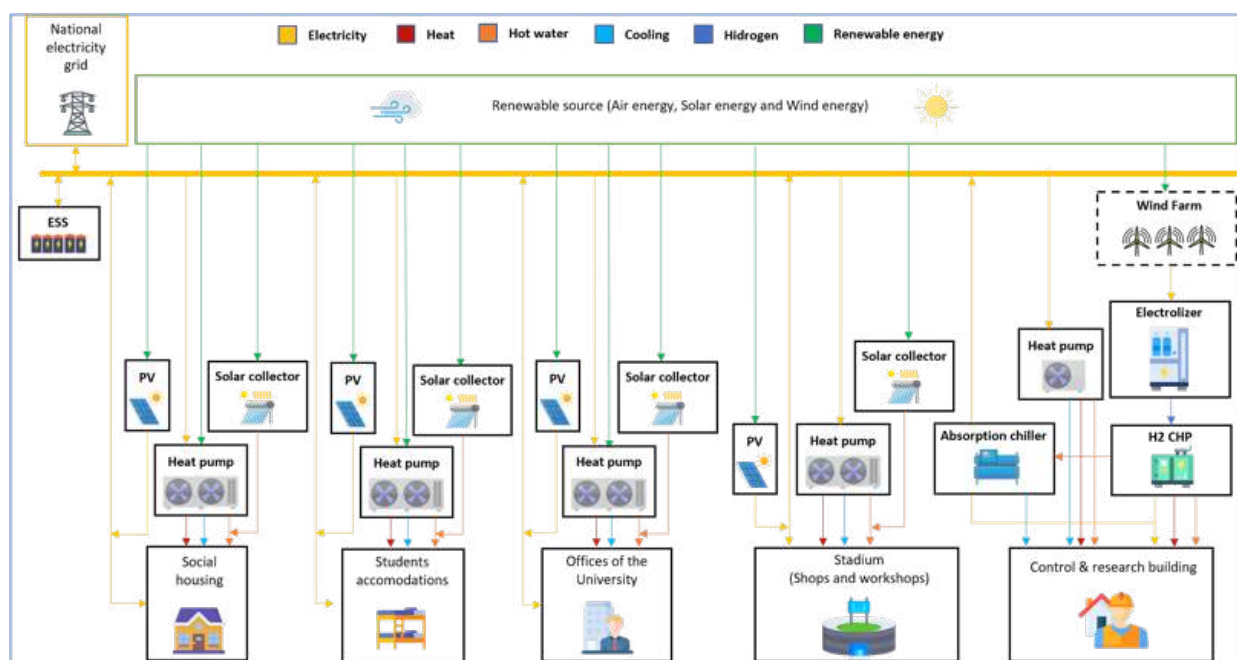


Figure 5 – Schema dei flussi energetici della microrete di Savona

Il progetto pilota sviluppato nella città di Udine prevede una comunità di energia rinnovabile includente edifici pubblici (scuola, asilo e un museo) e 4 edifici di edilizia popolare. Nella comunità sono installate pompe di calore, collettori solari, pannelli fotovoltaici e caldaie alimentate a gas (Fig. 6). Nell'ambito di ALPGRIDS è prevista la parziale sostituzione delle caldaie con cogeneratori ad alta efficienza a beneficio di una maggior autosufficienza energetica del complesso e un ridotto consumo di energia primaria.

# focus - Le comunità energetiche

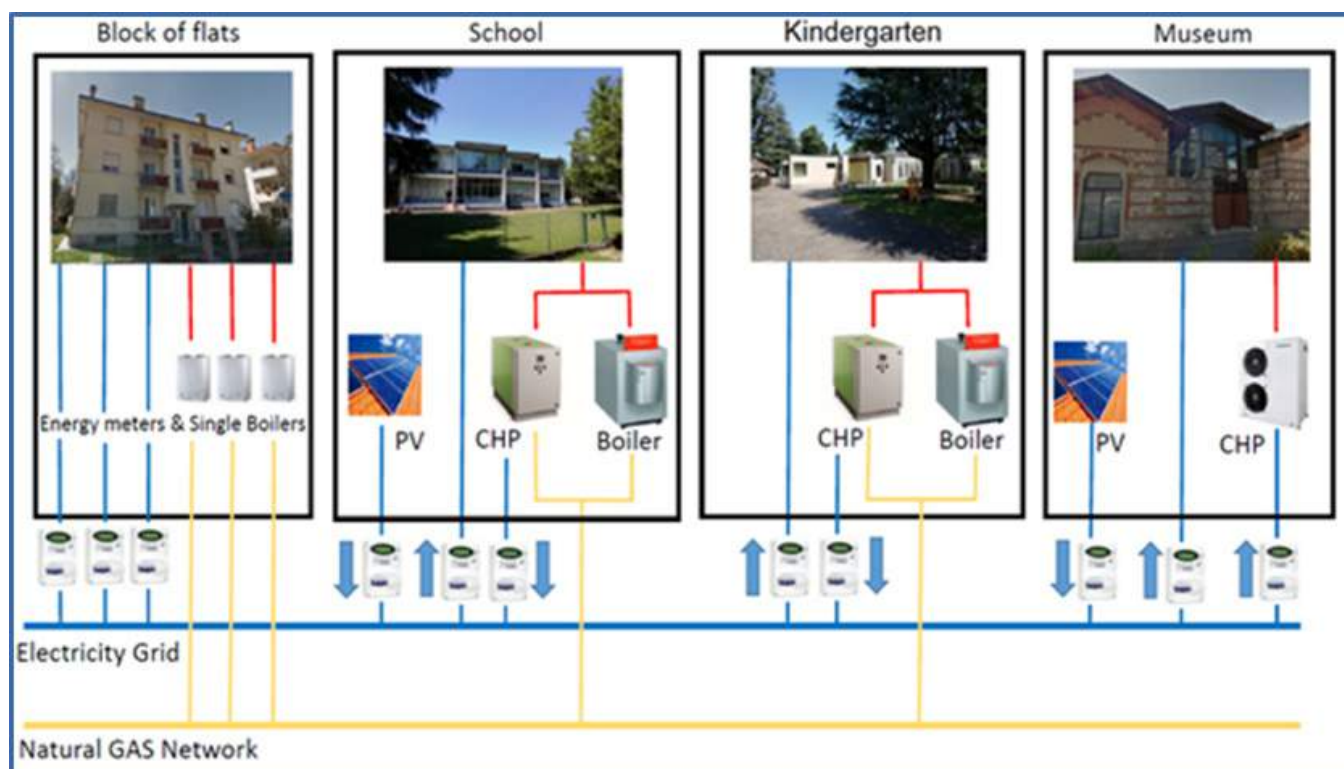


Figure 6 – Schema di configurazione della microrete di Udine

Entrambe le microreti di Savona e Udine fanno riferimento all'Art. 42 della Legge n.8 del 28/2/2020 che nel recepire parzialmente la direttiva UE 2018/2001 attiva l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili. Persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali, mantenendo il rapporto con il loro fornitore di energia, possono associarsi per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile a condizione che siano connessi alla stessa sottostazione MT-BT e la potenza delle fonti rinnovabili della comunità sia limitata a 200 kW. L'energia condivisa dalla comunità, definita per ogni ora come il minimo tra l'energia netta immessa in rete e tutta l'energia consumata dai membri della comunità, viene incentivata dal GSE (Gestore Servizi Energetici) e beneficia di una riduzione dei canoni di rete per trasmissione e distribuzione. L'energia netta immessa in rete viene remunerata da GSE. Dalla rassegna fatta emerge che anche dove sono state recepite, almeno in parte, le direttive EU sussistono ben precise limitazioni per le comunità energetiche, quali l'imposizione che i loro associati siano connessi alla stessa sottostazione o il tetto massimo alla potenza delle comuni fonti di energia rinnovabile. La comunità energetica deve costituirsi come persona giuridica ma le regole di governance della comunità (processi decisionale, diritti di voto, presenza di enti pubblici a fianco di privati) risultano indefinite.

Il progetto ALPGRIDS intende offrire raccomandazioni ed esempi concreti ai regolatori ed ai decisori pubblici a livello nazionale e regionale affinché il recepimento delle direttive EU, previsto per tutti i paesi europei entro il 2021, consenta alle comunità energetiche un accesso paritario al mercato dell'energia.