



**FONDAZIONE ROMAGNOSI**

Scuola di governo locale

2003 - 2023

*Quaderni della Fondazione Giandomenico Romagnosi*

**Quaderno 3/2023**

**Comunità Energetiche Rinnovabili:  
generazione e rigenerazione per le aree interne**

**Autore:  
Andrea Selvi**

*Dicembre 2023*

Fondazione Scuola di Governo Locale Giandomenico Romagnosi

Presidente: Paolo Graziano.

Responsabile Scientifico dei Quaderni: Paolo Graziano.

Comitato di Redazione: Tiziana Alti, Franco Osculati, Gianluca Pietra,  
Raffaella Procaccini, Andrea Zatti, Sabrina Spaghi.

Immagine di copertina: Andrea Vaccari, A7design.

---

*Quaderno Romagnosi 3/2023, dicembre 2023.*

*Comunità Energetiche Rinnovabili: generazione e rigenerazione per le  
aree interne.*

*Autore: Andrea Selvi.*

**Comunità Energetiche Rinnovabili:  
generazione e rigenerazione per le aree interne.**

*Autore: Andrea Selvi.*

## INDICE

<b>1. Premessa</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Evoluzione del quadro normativo</b> .....	<b>7</b>
2.1. La normativa europea: dal CEP alle Direttive RED II e IEM.....	7
2.2. Il recepimento italiano delle direttive UE .....	10
<b>3. CER in Italia</b> .....	<b>16</b>
3.1. Stato di fatto e modelli di sviluppo .....	17
<b>4. CER di Pieve Santo Stefano</b> .....	<b>22</b>
4.1. Inquadramento territoriale .....	22
4.2. Perimetro territoriale della cabina primaria .....	24
4.3. Analisi dei consumi ed individuazione impianti di produzione .....	25
4.4. Stima di produzione degli impianti.....	31
4.5. Energia condivisa .....	34
4.6. Corrispettivi economici e conclusioni .....	37
<b>5. Bibliografia</b> .....	<b>41</b>

## 1. Premessa<sup>1</sup>.

Questo elaborato nasce dalla volontà di analizzare i collegamenti esistenti tra il macro-livello europeo e le realtà territoriali, oltre che dall'interesse personale nel continuare un percorso di studio incentrato sulla necessità di collegare e rendere evidenti le interdipendenze che si creano tra i territori e i vari livelli di governo.

Se appare chiara l'influenza che viene esercitata dalla comunità internazionale sui territori, è quanto meno sottovalutata la spinta al cambiamento che può generarsi anche dal livello locale. Sostengo che, pur riconoscendone la rarità, obiettivi ambiziosi possano essere raggiunti quasi esclusivamente nel caso in cui sia il livello locale che quello nazionale/sovrannazionale siano persuasi della necessità ed improrogabilità delle azioni da compiere.

All'indomani dell'esplosione della pandemia da Covid-19 e a quasi due anni dall'inizio del conflitto sul territorio ucraino, sono divenute ancor più evidenti – come se già non lo fossero in precedenza – le criticità legate ai temi della progressiva de-territorializzazione dei servizi, della scarsa diversificazione degli approvvigionamenti energetici e del cambiamento climatico.

Le tre problematiche appena citate evidenziano la necessità di un approccio sistemico che metta in discussione la concezione e i metodi di sviluppo adottati fino ad oggi: seguendo tale logica è stato deciso di trattare il tema delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER).

Comunità affinché si ricostruisca una rete di relazioni e servizi radicata sui territori, Energetiche ovvero che abbiano come obiettivo quello di fornire energia, sia essa fisica che di tipo sociale, ed infine Rinnovabili, legate ad una produzione sostenibile che tenga conto del necessario bilanciamento tra aspetti economici, sociali ed ambientali<sup>2</sup>.

La storia energetica del nostro Paese ha conosciuto varie fasi ed è utile avere in mente che, fatte le dovute proporzioni, una diversa impostazione del sistema energetico è stata possibile in passato. Dal 1883, anno in cui a Milano viene realizzata la prima centrale a carbone dell'Europa continentale, e per i successivi sessanta anni, si assiste ad un'espansione imponente del settore

---

<sup>1</sup> Il presente contributo è frutto del progetto di tirocinio formativo svolto dall'Autore Andrea Selvi nell'ambito della seconda edizione a.a. 2021-2022 del Master di II livello dell'Università degli Studi di Pavia in "Amministrazione territoriale e politiche di sviluppo locale".

<sup>2</sup> M. Giaoutzi, P. Nijkamp, *Decision support models for sustainable development*, Aldershot, Avebury, 1993.

che si concretizza in un'ampia varietà di attori coinvolti e di modalità di produzione: per tutto l'arco temporale descritto ben il 95% dell'energia prodotta proviene da fonti rinnovabili, soprattutto impianti idroelettrici<sup>3</sup>.

La tragedia dell'esonazione della diga del Vajont del 9 ottobre 1963 può essere considerata come lo spartiacque in merito alla scelta degli approvvigionamenti energetici: la crescente domanda di consumi dei successivi sessanta anni verrà soddisfatta con la creazione di nuovi impianti termoelettrici, i quali producevano nel 1955 meno del 5% del fabbisogno totale di energia, mentre nel 1968 superavano definitivamente le rinnovabili<sup>4</sup>.

Ad oggi la necessità di "tornare" alle fonti rinnovabili è resa impellente tanto da fattori geopolitici quanto ambientali: con la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea della Direttiva RED III del 31 ottobre 2023, oltre che snellire le procedure per l'ottenimento dei permessi di costruzione di impianti FER, viene incrementato al 42,5% l'obiettivo UE al 2030 per la quota di consumi finali di energia elettrica che dovranno essere coperti da fonti rinnovabili. Secondo i dati Terna del dicembre 2022, in Italia le energie rinnovabili rappresentano oggi il 26,9% del totale, ponendoci ben lontani dai nuovi obiettivi UE.

Il tema energetico rappresenta un chiaro esempio di come il livello di governo europeo possa tracciare una rotta che i singoli stati saranno poi chiamati a seguire. La novità, in questo caso, è rappresentata dal livello di coinvolgimento richiesto agli Stati membri, alle regioni e ai singoli territori: non sono più sufficienti finanziamenti e normative (seppur imprescindibili) ma viene richiesta un'attiva partecipazione a Comuni e singoli cittadini. Rispetto alle azioni da mettere in pratica per mitigare gli effetti del cambiamento climatico, è richiesto un nuovo paradigma in grado di responsabilizzare gli individui e rendere consapevoli le comunità in merito alla limitatezza delle risorse a disposizione.

Sulla scia di queste considerazioni l'elaborato è stato strutturato in tre capitoli che andassero a trattare il tema, dapprima evidenziando le evoluzioni normative più recenti, per poi analizzare lo sviluppo dei modelli di comunità energetica in Italia ipotizzandone la costituzione in un piccolo Comune situato in area interna.

---

<sup>3</sup> M. Mariano, *Come si fa una Comunità Energetica. Una storia vera di transizione alle energie rinnovabili*, Altraeconomia, 2020.

<sup>4</sup> *Ibidem*, p.12.

Il primo capitolo prende le mosse dalla pubblicazione del *Clean Energy for all Europeans Package* del 2019 al cui interno sono contenute due direttive di primaria importanza nel processo di creazione di comunità energetiche: la Direttiva 2001/2018 (RED II) e la Direttiva 944/2019 (IEM). Conseguentemente si riporta un'analisi su come le direttive europee sono state recepite a livello nazionale: dapprima con una normativa transitoria, ad oggi con la pubblicazione del D.lgs. 199/2021 e del *Testo Integrato sull'Autoconsumo Diffuso* (TIAD), in attesa dei decreti attuativi e delle norme tecniche del GSE.

Il secondo capitolo prevede l'analisi dei principali modelli di CER adottati in Italia e di come si siano diffusi nel territorio nazionale.

Da ultimo il focus si concentrerà sull'analisi di un caso di studio, ovvero sull'ipotesi della costituzione di una CER nel Comune di Pieve Santo Stefano in provincia di Arezzo. Il territorio scelto rappresenta un buon esempio di dove dovrebbero essere costituite, a mio avviso, le prime esperienze di comunità energetiche: si tratta di un territorio ultra-periferico della Regione Toscana, classificato come "area interna", abitato da meno di 5.000 abitanti (2.994 nel 2021) e dotato di un importante patrimonio culturale-ambientale.

L'analisi è stata costruita partendo dalla raccolta dei dati relativi ai consumi energetici di alcune utenze-tipo (sia private che appartenenti all'ente pubblico) sulla base dei quali è stata ipotizzata la costruzione di impianti fotovoltaici, calibrati in modo tale da massimizzare la resa economica ed energetica. Da ultimo sono stati stimati costi degli impianti e corrispettivi economici derivanti dalla valorizzazione ed incentivazione dell'energia condivisa tra i membri della CER, così da poter verificare empiricamente la convenienza della costituzione di tali configurazioni nelle aree più in difficoltà del Paese.

## **2. Evoluzione del quadro normativo.**

In questo capitolo l'obiettivo è ripercorrere le tappe fondamentali che hanno condotto all'attuale regolamentazione dei sistemi di Comunità Energetiche Rinnovabili a livello europeo ed italiano. A livello nazionale l'analisi si concentrerà sulla normativa più recente escludendo la trattazione della legislazione transitoria inaugurata con l'approvazione dell'articolo 42-bis del D.L. 162/2019.

### **2.1. La normativa europea: dal CEP alle Direttive RED II e IEM.**

La spinta propulsiva della strategia energetica europea, finalizzata al raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica e di indipendenza da fonti fossili, è stata data dall'Accordo di Parigi firmato il 5 ottobre 2015. Con tale accordo è stato definito a livello globale l'insieme di azioni da mettere in pratica al fine di limitare gli effetti del cambiamento climatico e mantenere il riscaldamento globale entro gli 1,5°C.

L'UE e tutti i suoi Stati membri hanno firmato e ratificato l'Accordo convenendo di avviare l'Unione stessa verso l'obiettivo di divenire la prima economia ad impatto climatico zero entro il 2050; così come previsto dall'Accordo, l'UE ha presentato la sua strategia finalizzata alla riduzione delle emissioni entro il 2030 di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990.

La svolta dal punto di vista energetico in Europa si ha nel 2019 con la redazione del *Clean Energy for all Europeans Package*<sup>5</sup> (CEP) che ha fornito la spinta decisiva verso la prima implementazione della Strategia energetica dell'Unione: la strategia, pubblicata il 25 febbraio 2015 e fortemente voluta dalla Commissione presieduta da J.C. Juncker, aveva come obiettivo quello di fornire ai consumatori europei energia sicura, sostenibile, economicamente competitiva e conveniente.

Il CEP consiste di otto provvedimenti, quattro regolamenti e quattro direttive, incentrati su cinque macroaree di intervento:

1. Performance energetiche degli edifici
2. Energia rinnovabile
3. Efficienza energetica

---

<sup>5</sup> R. Bianchini, A. Motz, B. Petrovich, *Comunità energetiche: soluzione per tutti o per pochi?*, Laboratorio Ref ricerche, Transizione energetica n. 201, gennaio 2022.

4. Governance del sistema energetico
5. Regolazione elettrica

La quinta parte del pacchetto è di indubbio interesse per quanto riguarda le CER in quanto finalizzata alla creazione di una nuova organizzazione del mercato elettrico europeo: obiettivo ultimo è quello di renderlo maggiormente flessibile, maggiormente orientato al mercato e più propenso ad integrare una crescente quota di energia da fonti rinnovabili.

La strategia della Commissione e del Parlamento europeo appare chiara ed evidente: è necessario ampliare ed allargare la platea di attori che possono, e devono, contribuire al processo di transizione energetica così da poter raggiungere gli obiettivi di lungo termine<sup>6</sup>.

Rispetto al tema delle Comunità Energetiche Rinnovabili, sono due le direttive di particolare importanza: la Direttiva 2001/2018 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II) e la Direttiva 944/2019 del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (IEM).

Le Direttive RED II e IEM nascono con l'obiettivo, così come definito dall'articolo 194 paragrafo 1 del *Trattato sul funzionamento dell'Unione Europea (TFUE)*, di incentivare le forme di energia da fonti rinnovabili; il maggior ricorso a questo tipo di energia permette di promuovere la sicurezza degli approvvigionamenti energetici offrendo, al contempo, vantaggi di tipo ambientale, sociale, economico oltre che possibilità di sviluppo regionale, specialmente nelle zone rurali e periferiche soggette a crescenti tassi di spopolamento ed invecchiamento della popolazione.

Oggetto delle direttive è stabilire un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili dettando, tra le altre, le norme relative al sostegno finanziario per l'energia da fonti elettriche rinnovabili (FER), all'autoconsumo di tale energia, fino all'utilizzo di energia rinnovabile nel settore di riscaldamento/raffrescamento e trasporti.

In questo quadro di sviluppo viene introdotta una prima disciplina delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) definite, sulla base dell'articolo 2, 16) Dir. 2001/2018/UE, come un soggetto giuridico: (i) che, conformemente al diritto nazionale, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle

---

<sup>6</sup> F. Sala, G. Coletta e F. Armanasco, *Le Comunità energetiche in Italia. Note per il coinvolgimento dei cittadini nella transizione energetica*, 2021, RSEview, p. 21.

vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione, (ii) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, (iii) 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.

Con l'obiettivo di raggiungere entro il 2030 la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'UE almeno pari al 32% (42,5% secondo quanto stabilito nella più recente Direttiva RED III), ciascuno Stato membro è chiamato a fissare i contributi nazionali utili al conseguimento dell'obiettivo nell'ambito dei singoli *Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC)*.

La Commissione europea si propone come primo soggetto sostenitore degli ambiziosi obiettivi e progetti degli Stati membri, introducendo un quadro economico-finanziario favorevole volto ad una transizione equa, soprattutto per le regioni ad alta intensità di carbonio.

Pur considerando il quadro regolatorio europeo, viene lasciato ampio margine di manovra ai singoli Stati: al fine di conseguire gli obiettivi comunitari, i Paesi hanno il diritto di decidere in che misura e con quali strumenti sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. La previsione è quella di considerare un sostegno basato su criteri di mercato, generalmente sotto forma di integrazione economica sul prezzo, sia essa fissa o di tipo variabile.

In un contesto generale determinato dal più recente conflitto in Medio Oriente e dall'invasione dell'Ucraina da parte della Russia – oltre che dagli effetti della pandemia da Covid-19 – si assiste ad una crescita dei prezzi dell'energia nell'intera Unione Europea; al fine di rendersi indipendente da fonti energetiche di Paesi terzi, l'UE dovrebbe investire risorse sull'accelerazione della transizione verde concentrandosi su di una politica energetica di riduzioni delle emissioni da fonti fossili. In quest'ottica il 20 novembre 2023 è ufficialmente entrata in vigore la Direttiva 2413/2023 (RED III): obiettivi principali sono il raggiungimento di una quota rinnovabile almeno pari al 42,5% nel consumo finale di energia oltre che una sensibile riduzione dei tempi per le procedure di concessione di permessi per nuovi impianti a fonti rinnovabili.

## **2.2. Il recepimento italiano delle direttive UE.**

Nel caso italiano, tra la fine del 2019 ed i primi mesi del 2020, è stato deciso di intraprendere un percorso legislativo-regolatorio volto a recepire, in modo anticipato e parziale, quanto previsto dalla Direttiva 2001/2018/UE agli articoli 21 e 22. Vista la forte aspettativa per il fenomeno delle comunità energetiche e dell'autoconsumo collettivo, il Parlamento ha previsto l'attuazione anticipata della sopracitata direttiva approvando l'art. 42-bis del Decreto Legge 162/2019 (Decreto Milleproroghe), poi recepito dalla Legge di conversione n. 8/2020.

Nel dicembre 2021, superata la fase transitoria, è stato redatto un aggiornamento della normativa in materia di promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili e norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, rispettivamente attraverso il D.lgs. 199/2021 (entrato in vigore il 15 dicembre 2021) e il D.lgs. 210/2021 (entrato in vigore il 26 dicembre 2021). Nello specifico i due decreti legislativi introducono importanti e significative novità nel panorama normativo italiano.

Per quanto riguarda il D.lgs. 199/2021 si segnalano i seguenti aggiornamenti:

Articolo 8, introduce disposizioni in merito agli incentivi per la condivisione di energia elettrica. Per accedere alle modalità di incentivazione gli impianti devono avere le seguenti caratteristiche:

- devono avere (singolarmente) potenza non superiore a 1 MW;
- devono essere entrati in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del D.lgs. 199/2021, ovvero dopo il 15 dicembre 2021;
- devono essere collocati nell'area sottesa alla medesima cabina primaria.

Articolo 31, introduce disposizioni relative alle CER. La nuova normativa prevede che possano concorrere alla produzione di energia elettrica per la comunità sia impianti di nuova realizzazione che già esistenti, purché collocati all'interno della stessa zona di mercato<sup>7</sup>. Nel caso di impianti già esistenti questi non debbono superare il 30% della potenza complessiva in capo alla comunità energetica.

Articolo 32, definisce le modalità di interazione tra sistemi di autoconsumo e sistema elettrico, ponendo particolare enfasi sul fatto che i

---

<sup>7</sup> Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali, tale che i flussi di transito tra le zone stesse sono inferiori ai limiti di transito comunicati da Terna S.p.A.

clienti finali mantengano, in ogni caso, i propri diritti, compreso il diritto di scegliere da chi acquistare energia elettrica per il fabbisogno personale.

Considerando il combinato disposto degli articoli 8, 31 e 32 del D.lgs. 199/2021, viene evidenziata una triplice distinzione sulla base dell'energia prodotta:

- A. Energia elettrica condivisa, definita come il minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia prelevata dall'insieme degli utenti finali situati nella stessa zona di mercato.

<b>Perimetro geografico</b>	Zona di mercato
<b>Unità coinvolte</b>	Tutte quelle facenti parte della configurazione

- B. Energia elettrica auto consumata e oggetto di valorizzazione, pari alla quota di energia elettrica condivisa afferente ad impianti di produzione e punti di prelievo connessi alla rete nell'area sottesa alla medesima cabina primaria.

<b>Perimetro geografico</b>	Area sottesa alla medesima cabina primaria
<b>Unità coinvolte</b>	Tutte quelle facenti parte della configurazione

- C. Energia elettrica auto consumata e oggetto di incentivazione, pari alla quota di energia elettrica auto consumata prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW entrati in vigore dopo il 15 dicembre 2021.

<b>Perimetro geografico</b>	Area sottesa alla medesima cabina primaria
<b>Unità coinvolte</b>	Impianti di produzione da fonti rinnovabili, nuovi, con potenza fino a 1MW

La procedura di implementazione della normativa contenuta all'interno dei D.lgs. 199/2021 e 210/2021 è stata parzialmente completata con l'approvazione del "Testo integrato sull'autoconsumo diffuso" (TIAD) da parte di ARERA con delibera 727/2022/R/EEL del 27 dicembre 2022. Una volta fornite le definizioni di base attorno alle quali è stata costruita la normativa, la delibera ARERA entra nello specifico, delineando le caratteristiche principali associabili alle CER.

All'articolo 3, comma 4, lettera f) del TIAD viene confermata la specificazione contenuta all'articolo 31 del D.lgs. 199/2021 secondo la quale sono ammessi, ai fini della condivisione dell'energia elettrica, impianti di produzione entrati in esercizio successivamente al 15 dicembre 2021, nonché impianti entrati in esercizio prima di tale data purché la loro potenza nominale totale non superi il 30% della potenza complessiva della CER.

Particolare rilievo assume l'articolo 10 del TIAD, il quale definisce le modalità di individuazione e pubblicità delle aree sottese alla stessa cabina primaria. Il comma 4 stabilisce che

le imprese distributrici che dispongono di cabine primarie debbano pubblicare nei propri siti internet la prima versione delle aree sottese alle singole cabine primarie entro il 28 febbraio 2023. Tale versione è valida fino al 30 settembre 2023.

Il TIAD ha poi definito all'articolo 6 gli adempimenti in capo al GSE per quanto riguarda la valorizzazione dell'energia elettrica auto consumata ( $C_{ACV}$ ) per la parte ad esso spettante. Per le CER il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica auto consumata viene così definito:

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

In questa configurazione il GSE calcola su base mensile il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica auto consumata, come prodotto tra il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile pari alla parte variabile della tariffa di trasmissione ( $CU_{Afb),m}$ ) e l'energia elettrica auto consumata ( $E_{ACV}$ ).

In data 24 febbraio 2023, in contemporanea con la diffusione di un comunicato stampa sui contenuti della proposta di Decreto ministeriale sulle CACER<sup>8</sup>, è stata fatta circolare una prima bozza del documento fatto pervenire alla Commissione europea per la consultazione di rito. Il decreto si propone di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030, così come contenuto all'interno del PNIEC italiano: vengono disciplinate le modalità di incentivazione per sostenere l'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni CACER e definiti i criteri e modalità per la concessione di contributi così come previsto dalla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 del PNRR.

Con il nuovo decreto incentivi pubblicato dal *Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE)* vengono confermate le prescrizioni presentate all'interno del TIAD, ovvero: (i) potenza nominale massima di ciascun impianto non superiore ad 1 MW, (ii) le CACER che accedono agli incentivi sono realizzate nel rispetto degli articoli 30 e 31 del D.lgs. 199/2021, (iii) gli impianti di produzione e i punti di prelievo sono connessi alla rete di distribuzione tramite punti di connessione facenti parte dell'area sottesa alla medesima cabina primaria.

Confermato il perimetro di azione, all'articolo 4 viene determinata la quantificazione delle tariffe incentivanti e il periodo di diritto. Con il nuovo decreto la tariffa premio viene riconosciuta sulla base della potenza nominale dell'impianto: maggiore è la potenza nominale e minore sarà l'incentivo. Nella Tabella 1 vengono riportati gli scaglioni previsti all'allegato 1 della bozza di decreto.

**Tabella 1. Quantificazione della tariffa premio per tipologia di impianto.**

<b>Impianti</b>	<b>Tariffa premio</b>	<b>Tariffa premio massima</b>
Potenza > 800 kW	$60 + \max(0; 180 - P_z)$	100 €/MWh
Potenza > 200 kW e < 600 kW	$70 + \max(0; 180 - P_z)$	110 €/MWh
Potenza ≤ 200 kW	$80 + \max(0; 180 - P_z)$	120 €/MWh

<sup>8</sup> Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile.

In aggiunta alla tariffa premio viene riconosciuto un fattore correttivo in grado di tenere in considerazione i diversi livelli di insolazione sulla base della zona geografica di appartenenza dell'impianto. Nella Tabella 2 si riporta la distinzione tra regioni del Centro Italia e Nord Italia.

**Tabella 2. Quantificazione fattore correttivo sulla base della zona geografica di collocazione degli impianti.**

<b>Zona geografica</b>	<b>Fattore di correzione</b>
<u>Centro Italia</u> (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo)	4 €/MWh
<u>Nord Italia</u> (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle D'Aosta, Veneto)	10 €/MWh

Gli incentivi sopra descritti sono cumulabili con contributi in conto capitale nella misura massima del 40% nel rispetto del principio di divieto di doppio finanziamento. Nei casi in cui sia prevista l'erogazione di un contributo in conto capitale la tariffa spettante al beneficiario viene determinata come segue:

$$TIP_{\text{conto capitale}} = Tip * (1 - F)$$

Il parametro F varia tra 0, nel caso in cui non sia stato concesso alcun contributo in conto capitale, a 0,50 nel caso in cui il contributo sia pari al 40% del totale dell'investimento. Dato di particolare rilevanza riguarda il fatto che tale fattore di riduzione non viene applicato all'energia elettrica condivisa proveniente da punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali e autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale.

L'articolo 7 prevede concessioni di benefici legati al PNRR: nello specifico vengono riconosciuti quali beneficiari, così come da D.lgs. 199/2021, le Comunità Energetiche Rinnovabili o i sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili situati in comuni con una popolazione non superiore a 5.000 abitanti. Per questi particolari casi l'ammontare dei fondi è pari a 2,2 miliardi di euro, sia per realizzare nuovi impianti sia per potenziare quelli già esistenti con l'obiettivo ultimo di raggiungere almeno 2 GW di potenza complessiva entro il 30 giugno 2026.

Così come per le tariffe incentivanti discusse in precedenza, anche la concessione di contributi segue il principio secondo il quale ad impianti di minor taglia sono associate maggiori agevolazioni (Tabella 3).

**Tabella 3. Quantificazione dell'importo massimo finanziabile per tipologia di impianto.**

<b>Potenza impianti</b>	<b>Finanziamento</b>
Fino a 20 kW	1500 €/kW
Da 20 a 200 kW	1200 €/kW
Da 200 a 1000 kW	1050 €/kW

Viene considerato un massimo di 1.500 €/kW per impianti fino a 20 kW, 1.200 €/kW per potenze da 20 a 200 kW e 1.050 €/kW per impianti con potenza fino al MW. I requisiti per accedere a tali forme di contributo che, si ricorda, è legato al PNRR, restano gli stessi validi per le tariffe incentivanti: oltre alla potenza massima di 1 MW per ciascun impianto, l'entrata in esercizio deve avvenire entro diciotto mesi dalla data di ammissione al contributo e, in ogni caso, non oltre il 30 giugno 2026.

E' notizia del 22 novembre 2023 il via libera da parte della Commissione Europea al decreto del MASE sulle CER.

### 3. CER in Italia.

La promozione delle Comunità Energetiche Rinnovabili va considerata come un'innovazione dal punto di vista organizzativo per quanto riguarda la transizione energetica europea, e quindi italiana. Il punto focale è, come detto, il coinvolgimento di differenti attori con l'obiettivo ultimo di promuovere a protagonisti della transizione i clienti finali.

Il sistema energetico italiano è rimasto di fatto inalterato fino alla fine degli anni Novanta quando, dapprima con il D.lgs. 79/1999 (Decreto Bersani) per l'energia elettrica e poi con il D.lgs. 164/2000 (Decreto Letta) per il gas, si è assistito ad una progressiva liberalizzazione del mercato e alla conseguente privatizzazione dei grandi monopoli nazionali.

Ad oggi la liberalizzazione del settore energetico può tradursi anche in un sempre maggiore protagonismo della figura del *prosumer*<sup>9</sup>, ovvero di quel consumatore di energia che contribuisce attivamente alla sua produzione. Il *prosumer* è proprietario di un impianto di generazione di energia: una parte viene consumata da egli stesso mentre la restante viene immessa in rete o accumulata per renderla disponibile in un secondo momento. La condivisione dell'energia prodotta è il concetto di base sul quale si fondano le CER proprio perché, oltre a mettere in comune quanto prodotto, si incentivano meccanismi solidaristici che possono condurre a benefici rilevanti per le comunità di riferimento.

In Italia la storia della condivisione di energia dura da più di un secolo: nel 1894 a Chiavenna (SO) fu costituita la prima cooperativa per la produzione e la fornitura ai soci di energia elettrica. Il successo dell'esperienza portò altri territori dell'arco alpino a replicare quanto avvenuto nel comune in provincia di Sondrio in modo tale da riuscire a sfruttare energia rinnovabile (prevalentemente idroelettrico da torrenti e fiumi) per garantire pubblica illuminazione ed indipendenza dalla rete.

A seguito dell'ondata di nazionalizzazioni avvenuta all'indomani della nascita di ENEL nel 1963, molte delle cooperative municipali sono scomparse lasciando il campo all'attore pubblico; solo a partire dai primi anni 2000, grazie alla liberalizzazione attuata con il così detto Decreto Bersani, l'esperienza delle comunità energetiche ha ripreso nuovo vigore<sup>10</sup>.

---

<sup>9</sup> L. De Vidovich, L. Tricarico, M. Zulianello, *Community energy map – Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, 2021, p. 21.

<sup>10</sup> Mariano M., *Come si fa una Comunità Energetica. Una storia vera di transizione alle energie rinnovabili*, Altraeconomia, 2020.

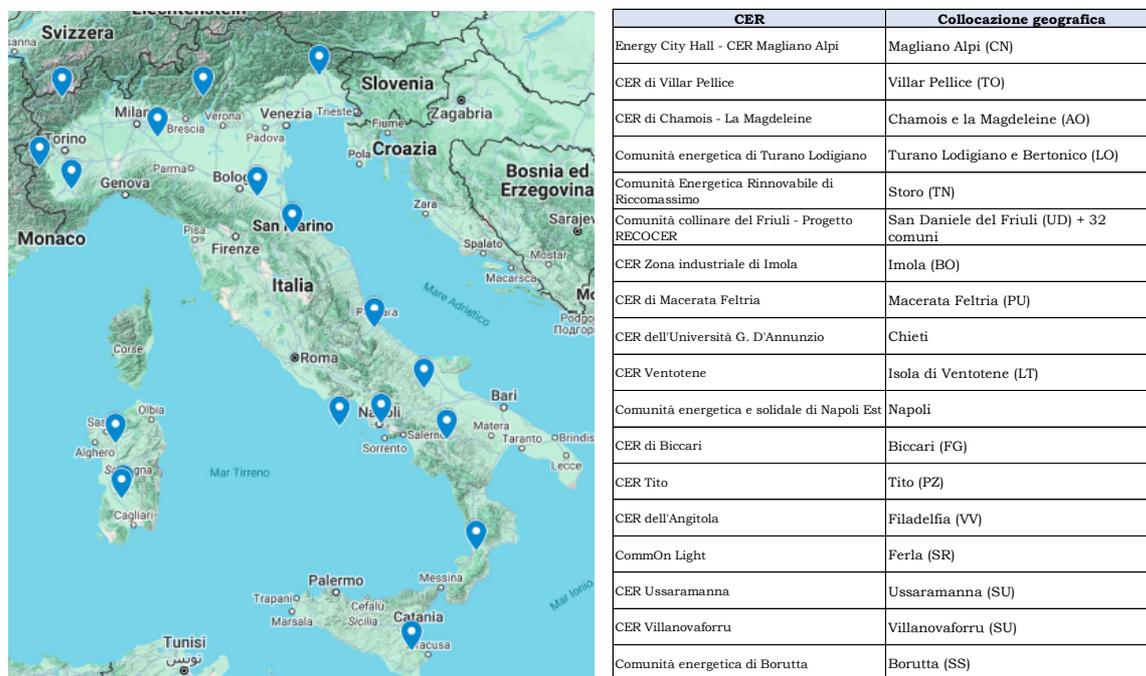
### 3.1. Stato di fatto e modelli di sviluppo.

Le Comunità Energetiche Rinnovabili vengono menzionate per la prima volta dalla *Strategia Energetica Italiana* nel 2017 e dal PNIEC nel 2018; proprio nel 2018 la Regione Piemonte<sup>11</sup> è stata la prima istituzione italiana ad approvare una legge sulle CER.

A partire dal 2020, con la conversione in legge del già citato articolo 42-bis Decreto Milleproroghe, sono state definite in maniera puntuale le modalità di accesso ai meccanismi incentivanti per tali tipi di comunità; l'inizio della fase sperimentale ha permesso la costituzione di un primo gruppo di CER che però ha inevitabilmente risentito della precarietà e limitatezza del quadro regolatorio. E' bene ricordare che il vincolo delle cabine secondarie<sup>12</sup> ha fortemente limitato lo sviluppo delle CER a causa della difficile reperibilità di informazioni relative sia alle utenze coinvolte che all'estensione territoriale.

Nonostante ciò, come evidenziato in uno studio condotto da RSE<sup>13</sup>, a legislazione vigente sono stati realizzati 18 progetti di CER. Di seguito (Figura 1) si riporta la distribuzione sul territorio nazionale.

Figura 1. CER coerenti con la L. 8/2020 secondo l'Orange Book pubblicato da RSE.



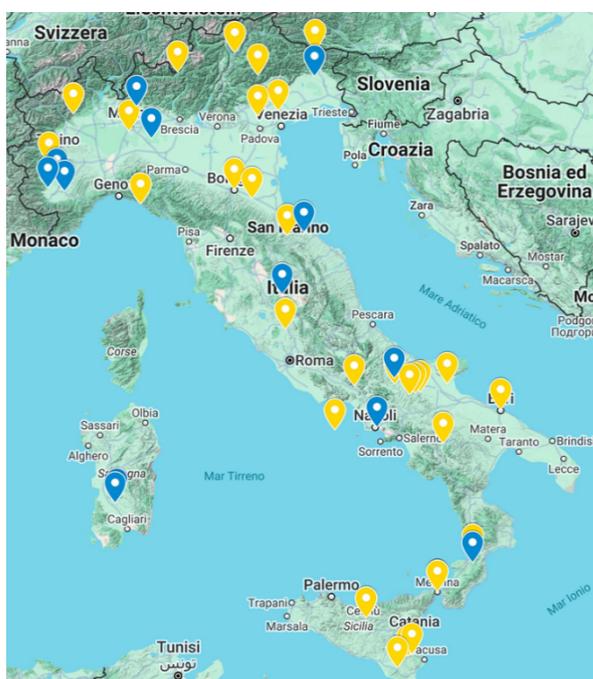
<sup>11</sup> L.R. 3 agosto 2018 n. 12 “Promozione dell’istituzione delle Comunità Energetiche”.

<sup>12</sup> Prevedeva la possibilità di accedere a meccanismi incentivanti per i soli impianti collocati all’interno dell’area sottesa alla medesima cabina secondaria.

<sup>13</sup> RSE-Utilitatis, *Le comunità energetiche in Italia – Orange book*, 2021.

Un secondo studio condotto da Legambiente ha messo in risalto una diversa quantificazione delle CER esistenti: un totale di 41, delle quali 13 già realizzate e 28 in progetto (Figura 2).

Figura 2. Rielaborazione mappatura CER Legambiente. In azzurro le CER già realizzate.



CER	Collocazione geografica
Energy City Hall - CER Magliano Alpi	Magliano Alpi (CN)
CER Nuove Energie Alpine	Busca (CN)
CER Marconi	Savigliano (CN)
Comunità Energetica del Pinerolese	Scalenghe (TO)
Comunità Energetica della Valle Susa	Valle Susa
CER Basiglio A	Basiglio (MI)
Monticello Green Hill	Monticello (LC)
Solisca	Turano Lodigiano (LO)
Comunità Energetica Alpina di Tirano	Tirano (SO)
Comunità Energetica del polo tecnologico 'noi techpark'	Bolzano
Comunità Energetica Primiero-Vanoi	Primiero San Martino di Castrozza (TN)
SECAB	Paluzza (UD)
Comunità collinare del Friuli - RECOCER	San Daniele di Friuli (UD)
Campus H-Farm	Roncade (TV)
Energia agricola a km 0	Veneto
Comunità Energetica quartiere Tannino	Sestri Levante (GE)
GECO Green Energy Community	Bologna
Energia Verde Connessa	Imola (BO)
CER di Macerata Feltria	Macerata Feltria (PU)
CERossini	Montelabbate (PU)
Comunità Energetica via dei Partigiani	Marsciano (PG)
CER Gallese	Gallese (VT)
CER del Lazio Meridionale	Cassino (FR)
Comunità Energetica di Ventotene	(LT)
CER e Solidale di Napoli Est	Napoli
AMARES	Ripalimosani (CB)
Miracer	Mirabello Sannitico (CB)
Comunità Energetica di Foiano di ValFortore	Foiano di Val Fortore (BN)
CER di Roseto Valfortore	Roseto Valfortore (FG)
CER di Biccari	Biccari (PG)
Comunità Energetica d'impresе di Bari	Bari
CER di Tito	Tito (PZ)
Comunità Energetica dell'Angitola	Filadelfia (VV)
CER e Solidale "Critero"	San Nicola da Crissa (VV)
Associazione Comunità Energetica di Fondo Saccà	Messina
CER e Solidale di Sortino	Sortino (SR)
CommOn Light	Ferla (SR)
Comunità Energetica di Ragusa	Ragusa
Blue Energy Green	Blufi (PA)
Comunità Energetica Biddanoa EForru	Vallanovafornu (SU)
Comunità Energetica di Ussaramanna	Ussaramanna (SU)

Ancora, un recente studio promosso dall'*Energy and Strategy Group* del Politecnico di Milano<sup>14</sup> presentato il 22 novembre 2023 ha censito 30 comunità di energia realizzate e ben 198 se si considerano quelle in progetto.

Il combinato disposto del grande interesse legato ad una simile innovazione dell'organizzazione della rete elettrica europea (e nazionale) e l'estrema difficoltà di creazione di queste nuove entità ha condotto diversi attori ad occuparsi del tema e quindi ad una diversa interpretazione dell'evoluzione del numero di CER a livello nazionale. La difficoltà nell'analizzare un fenomeno così "fluidico" come quello delle CER è evidente: ad oggi non si ha ancora una legislazione definitiva (nonostante l'approvazione del decreto italiano da parte della Commissione europea) e questo fa sì che anche quelle comunità già costituite non possano in realtà essere considerate pienamente realizzate. Di fatto il panorama italiano è oggi limitato alle CER costituite in coerenza con la L. 8/2020 e quindi in coerenza con la normativa transitoria.

Tralasciando la discrepanza nel conteggio, quello che risalta è il numero esiguo di comunità energetiche costituite in Italia, soprattutto se comparato con quanto sta avvenendo ed è avvenuto nel resto d'Europa<sup>15</sup>. Nonostante ciò, è importante studiare e comprendere in che modo sono state costituite le CER esistenti: quali sono stati gli attori coinvolti, quali le configurazioni più efficienti e in che modo il percorso di costruzione è risultato più efficace.

A tal proposito, sia lo studio promosso dal PoliMi che quello promosso da RSE<sup>16</sup> hanno evidenziato una tripartizione relativa al modello organizzativo adottato dalle CER.

- Modello *Public Lead*: si caratterizza per un forte coinvolgimento dell'attore pubblico sia in fase proponente che realizzativa. L'obiettivo principale è quello ridurre la spesa energetica, combattere la povertà energetica e contribuire alla sostenibilità ambientale. L'investimento viene spesso realizzato attraverso fondi pubblici.

Un esempio di questo modello è la **CER Energy City Hall** di Magliano Alpi (CN) nella quale sono coinvolti 3 POD comunali (di cui uno dell'impianto fotovoltaico di produzione), due POD di aziende agricole e due POD di

---

<sup>14</sup> Energy and Strategy Group – Politecnico di Milano, *Le comunità energetiche in Italia*, novembre 2023.

<sup>15</sup> RSE-Utilitatis, *Le comunità energetiche in Italia – Orange book*, 2021, p. 14.

<sup>16</sup> L. De Vidovich, L. Tricarico, M. Zulianello, *Community energy map – Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, 2021.

privati cittadini. L'impianto da 20 kWp collocato sul tetto del Municipio è stato costruito grazie al finanziamento di € 50.000 previsto dalla legge Fraccaro per i comuni sotto i 5.000 abitanti<sup>17</sup>.

- Modello Pluralista: si caratterizza per il perseguimento degli stessi obiettivi promossi dal modello a guida pubblica ma con la sola partecipazione di attori privati, in questo caso cittadini e PMI. Una seconda differenza sostanziale riguarda le modalità di realizzazione del progetto: in questo caso il finanziamento viene direttamente dai membri della comunità e i benefici vengono ripartiti interamente all'aggregato.

Un esempio di questo modello è la **Comunità Energetica e Solidale di Napoli Est** costituita a San Giovanni a Teduccio (NA). Gli attori coinvolti sono la Fondazione Famiglia di Maria (che gestisce il centro socioeducativo del quartiere), la Fondazione per il Sud, Legambiente Campania e 3E-Italia Solare; quest'ultima è l'azienda fornitrice dei pannelli fotovoltaici installati sul tetto del centro socioeducativo. L'impianto da 55 kWp è stato finanziato da un investimento complessivo di € 100.000 raggiunto grazie al contributo di Fondazione per il Sud e grazie all'eco-bonus tramite sconto in fattura e cessione del credito alle imprese coinvolte nella costruzione. Il fine ultimo dell'iniziativa è quello di condividere l'energia prodotta con 40 famiglie i cui punti di connessione risultano essere all'interno del perimetro della medesima cabina secondaria (MT/BT).

- Modello Energy Player: si caratterizza per la presenza di un *player* energetico in grado di facilitare la creazione della CER. In questo caso anche la PA può essere un membro della comunità e l'investimento per la realizzazione può essere suddiviso tra soggetto promotore e gli utenti coinvolti nella configurazione. Tra gli obiettivi, oltre alla promozione dell'efficienza energetica e il contributo alla sostenibilità ambientale, si annovera anche l'opportunità di business per l'attore privato.

Un esempio di questo modello è la **CER di Biccari** costituita nell'omonimo comune. Gli attori coinvolti sono il Comune, *ènostra* e il gestore dell'edilizia residenziale pubblica ARCA Capitanata. Proprio il focus sull'edilizia pubblica è un elemento di particolare innovazione poiché cerca di dirottare i benefici sugli abitanti che presentano maggiori difficoltà nel sostenere le spese energetiche. Il finanziamento dei due impianti (10 kWp sul tetto della

---

<sup>17</sup> Articolo 30 D.L. 30 aprile 2019, n. 34.

biblioteca e 35 kWp sul tetto della scuola per l'infanzia) è stato possibile grazie all'utilizzo di un fondo comunale e delle royalties ottenute dai processi di estrazione degli idrocarburi. Il ruolo di *ènostra* quale *energy player* è consistito nell'apporto tecnico-ingegneristico legato sia allo studio di fattibilità che alle linee di sviluppo del progetto CER.

L'analisi condotta non permette di individuare una configurazione che sia preferibile rispetto alle altre: le CER, per propria natura, devono essere costituite nei territori e per i territori. Il legame con le comunità è imprescindibile e quindi la necessità di adattamento al contesto di riferimento è un punto chiave per la buona riuscita di tali progetti.

L'attore pubblico, ad esempio, dovrebbe avere un ruolo centrale sia per la sua capacità di aggregare gli interessi della comunità, sia poiché dovrebbe poter essere in grado di spiegare i benefici che potrebbero essere garantiti dalla costruzione di tali progetti. Al contempo, nei piccoli comuni montani o collocati nelle aree interne, la figura di un *player* energetico potrebbe risultare dirimente nel facilitare l'individuazione di soluzioni tecniche ed organizzative propedeutiche alla buona riuscita dei progetti.

Questo esercizio di studio si conclude con un ultimo capitolo nel quale il tentativo è stato quello di ipotizzare la costituzione di una CER in un piccolo comune montano: il punto focale è stato quello di analizzare la fattibilità del progetto da un punto di vista tecnico-economico proprio per non andare ad intaccare la libera scelta organizzativa che deve ricadere in capo ai singoli territori.

#### 4. CER di Pieve Santo Stefano.

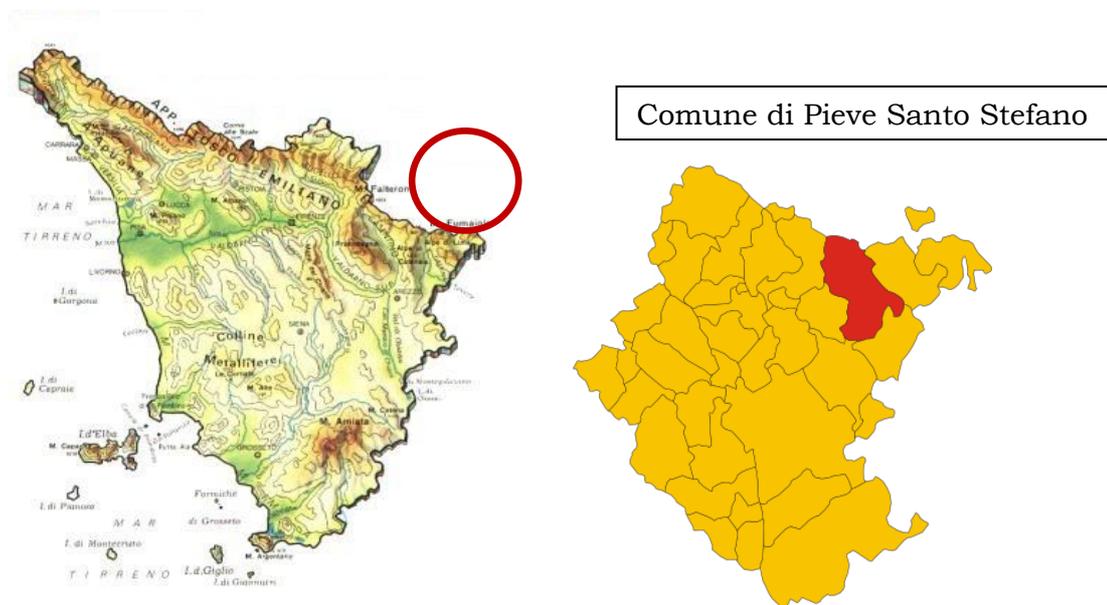
In questo ultimo capitolo si andrà ad ipotizzare la costituzione di una Comunità Energetica Rinnovabile nel comune di Pieve Santo Stefano in provincia di Arezzo. L'analisi verrà effettuata da un punto di vista economico-tecnico prendendo in considerazione la producibilità degli impianti ipotizzati e i possibili benefici economico-sociali che la costituzione di un soggetto giuridico di questo tipo potrebbe apportare in una comunità facente parte delle aree interne<sup>18</sup>.

Dopo un breve inquadramento territoriale si andranno a definire gli impianti, la loro producibilità nel tempo, il costo di realizzazione e i ritorni economici derivanti dalla partecipazione agli schemi incentivanti.

##### 4.1. Inquadramento territoriale.

Pieve Santo Stefano è un comune italiano di 2.970 abitanti situato nella Valtiberina toscana; con un territorio di 155 chilometri quadrati è il terzo comune più esteso dell'intera provincia di Arezzo (Figura 3).

Figura 3. Inquadramento territoriale del comune di Pieve Santo Stefano.



<sup>18</sup> Sono aree interne quelle aree caratterizzate da una significativa distanza dai principali centri di offerta di servizi (salute, scuola, mobilità), ma anche una disponibilità elevata di importanti risorse ambientali (idriche, sistemi agricoli, foreste, paesaggi naturali e umani) e risorse culturali (beni archeologici, insediamenti storici, abbazie, piccoli musei, centri di mestiere).

Il comune e la Valtiberina toscana si collocano in un'area particolarmente periferica della regione Toscana, distante dai principali centri urbani e dai servizi essenziali. Pur considerando gli elevati tassi di spopolamento, l'aumento dell'età media della popolazione residente e l'abbandono delle aree rurali, il territorio si caratterizza per la presenza di un patrimonio culturale-ambientale di primo piano: nello specifico il comune di Pieve Santo Stefano raccoglie al suo territorio sei diverse riserve naturali<sup>19</sup>, uno dei più importanti invasi artificiali<sup>20</sup> del centro Italia ed innumerevoli realtà culturali tra le quali si cita la Fondazione "Archivio Diaristico Nazionale" e il relativo "Piccolo Museo del Diario".

È rilevante evidenziare come, accanto alle numerose risorse naturali e culturali, il territorio comunale si caratterizzi per un importante patrimonio imprenditoriale che, grazie a realtà come Tratos Cavi S.p.A.<sup>21</sup>, Gherardi S.r.l.<sup>22</sup> e le molte PMI locali, ha contribuito nel mantenere viva un'intera comunità, garantendo occupazione e possibilità di sviluppo economico.

Se da un lato il territorio ha potuto beneficiare di investimenti privati per supportare il passaggio da un'economia basata su attività legate al settore primario verso attività legate al settore secondario, dall'altro non è stato possibile investire, negli anni più recenti, in politiche legate alla creazione di un nuovo modello di sviluppo che riuscisse a incidere rispetto ai grandi temi del nostro tempo: approvvigionamenti energetici, cambiamenti climatici e contenimento delle crescenti disuguaglianze sociali.

Ciò considerato, il territorio in questione è apparso di particolare interesse rispetto alla possibilità di costituzione di una CER: se dallo stato embrionale in cui viene proposta tramite questo lavoro dovesse essere realizzata e, nel tempo, riuscisse a crescere in dimensione e attori coinvolti, potrebbe configurarsi come una buona pratica in grado di rafforzare il senso di comunità garantendo, tra gli altri, rilevanti benefici ambientali ed economici. Il quadro d'insieme è inoltre agevolato dall'approvazione, da parte della Giunta Regionale della Regione Toscana, della Delibera n. 336 del 21/03/2022 ad oggetto "Promozione delle Comunità Energetiche".

---

<sup>19</sup> Riserva naturale "Alta Valle del Tevere-Monte Nero", riserva naturale "Alpe della Luna", riserva naturale "Bosco di Montalto", riserva naturale statale "Formole", riserva naturale statale "Poggio Rosso", riserva naturale statale "Fungaia".

<sup>20</sup> L'invaso di Montedoglio, con una capacità massima di 192 milioni di metri cubi d'acqua, fornisce la risorsa idrica a gran parte dei territori circostanti.

<sup>21</sup> Azienda leader nel settore nella produzione di cavi elettrici che nel 2021 contava un fatturato europeo di 130 milioni di euro e oltre 400 dipendenti distribuiti nelle sedi commerciali di 36 paesi in tutto il mondo.

<sup>22</sup> Azienda produttrice di camicie sartoriali con 500.000 prodotti spediti annualmente in tutto il mondo.

Con tale deliberazione le CER vengono riconosciute dalla Regione Toscana come uno strumento strategico finalizzato al contrasto della diffusione della povertà energetica, oltre che al raggiungimento degli obiettivi stabiliti all'interno del Regolamento UE 1119/2021 e del PNIEC italiano.

#### 4.2. Perimetro territoriale della cabina primaria.

Il processo di studio legato all'ipotesi di CER nel territorio comunale ha necessariamente visto come suo primo passaggio l'individuazione dell'area sottesa alla cabina primaria, così come richiesto dalla normativa al fine di accedere ai meccanismi incentivanti. Grazie all'approvazione del TIAD, in data 28 febbraio 2023 sul sito di "e-distribuzione" è stata pubblicata una mappa interattiva finalizzata all'individuazione delle aree sottese ad una medesima cabina primaria (ad oggi il GSE ha raccolto in una propria mappa interattiva tutte le informazioni fornite dai singoli gestori).

Figura 4. Identificazione dell'area sottesa alla medesima cabina primaria.



Come osservabile nell'immagine di destra della Figura 4, la gran parte del territorio cittadino del comune di Pieve Santo Stefano è compresa all'interno dell'area sottesa alla cabina primaria denominata AC001E00648. Il vincolo della cabina primaria non è dirimente rispetto alla costituzione della CER (che, si ricorda, può essere creata tra utenti finali ricomprensibili all'interno della medesima zona di mercato), bensì rispetto all'ottenimento dei corrispettivi legati alla valorizzazione ed incentivazione dell'energia condivisa.

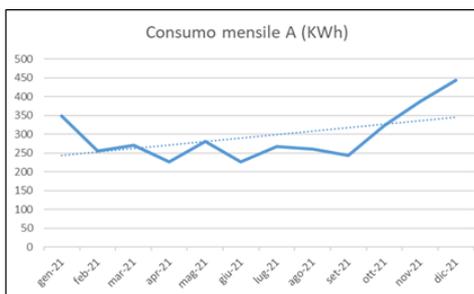
### 4.3. Analisi dei consumi ed individuazione impianti di produzione.

Per quanto riguarda i consumi è stato deciso di analizzare cinque differenti utenze (comprese all'interno del perimetro della cabina primaria sopra indicata) sulle quali andare a costruire l'analisi; sono state considerate tre utenze domestiche (rispettivamente di 3, 4 e 3 componenti) e due utenze pubbliche, ovvero gli uffici comunali e l'asilo comunale. Di seguito vengono riportati i consumi 2021, suddivisi su base mensile e fascia di consumo per le utenze considerate, così come riportato in fase di bollettazione dal gestore:

#### Utenza A (3 componenti nucleo familiare)

Data lettura	F1	F2	F3	Variazione F1	Variazione F2	Variazione F3	Consumo mensile (KWh)
31/12/2020	4606	5887	6478				
31/01/2021	4716	6000	6603	110	113	125	348
28/02/2021	4803	6079	6692	87	79	89	255
31/03/2021	4897	6166	6782	94	87	90	271
30/04/2021	4966	6241	6864	69	75	82	226
31/05/2021	5053	6335	6964	87	94	100	281
30/06/2021	5114	6419	7045	61	84	81	226
31/07/2021	5187	6521	7137	73	102	92	267
31/08/2021	5251	6623	7232	64	102	95	261
13/09/2021	5274	6651	7271	23	28	39	90
	0	0	0	68	86	89	243
30/09/2021	45	58	50	45	58	50	153
31/10/2021	157	174	145	112	116	95	323
30/11/2021	314	297	253	157	123	108	388
31/12/2021	494	417	396	180	120	143	443

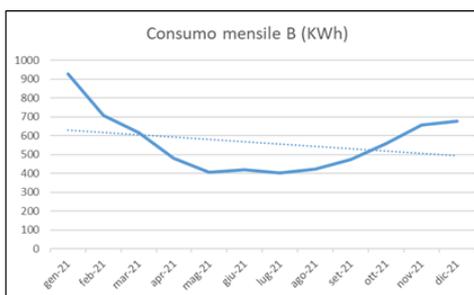
	Consumo mensile (KWh)
gen-21	348
feb-21	255
mar-21	271
apr-21	226
mag-21	281
giu-21	226
lug-21	267
ago-21	261
set-21	243
ott-21	323
nov-21	388
dic-21	443



#### Utenza B (4 componenti nucleo familiare)

Data lettura	F1	F2	F3	Variazione F1	Variazione F2	Variazione F3	Consumo mensile (KWh)
31/12/2020	2676	2492	2743				
31/01/2021	2981	2792	3066	305	300	323	928
28/02/2021	3262	3019	3265	281	227	199	707
31/03/2021	3465	3247	3450	203	228	185	616
30/04/2021	3605	3399	3639	140	152	189	481
31/05/2021	3695	3528	3827	90	129	188	407
30/06/2021	3803	3682	3984	108	154	157	419
31/07/2021	3908	3826	4137	105	144	153	402
31/08/2021	4028	3967	4298	120	141	161	422
30/09/2021	4188	4131	4447	160	164	149	473
31/10/2021	4374	4330	4619	186	199	172	557
30/11/2021	4593	4562	4824	219	232	205	656
31/12/2021	4831	4766	5060	238	204	236	678

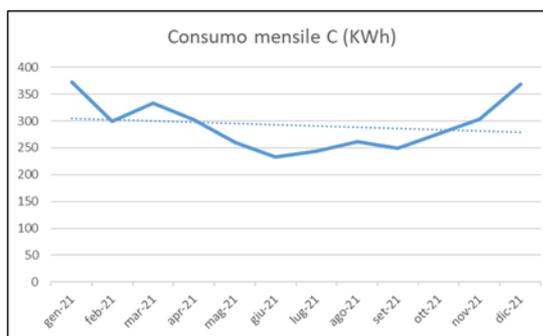
	Consumo mensile (KWh)
gen-21	928
feb-21	707
mar-21	616
apr-21	481
mag-21	407
giu-21	419
lug-21	402
ago-21	422
set-21	473
ott-21	557
nov-21	656
dic-21	678



### Utenza C (3 componenti nucleo familiare)

Data lettura	F1	F2	F3	Variazione F1	Variazione F2	Variazione F3	Consumo mensile (KWh)
31/12/2020	2676	2492	2743				
31/01/2021	2981	2792	3066	305	300	323	928
28/02/2021	3262	3019	3265	281	227	199	707
31/03/2021	3465	3247	3450	203	228	185	616
30/04/2021	3605	3399	3639	140	152	189	481
31/05/2021	3695	3528	3827	90	129	188	407
30/06/2021	3803	3682	3984	108	154	157	419
31/07/2021	3908	3826	4137	105	144	153	402
31/08/2021	4028	3967	4298	120	141	161	422
30/09/2021	4188	4131	4447	160	164	149	473
31/10/2021	4374	4330	4619	186	199	172	557
30/11/2021	4593	4562	4824	219	232	205	656
31/12/2021	4831	4766	5060	238	204	236	678

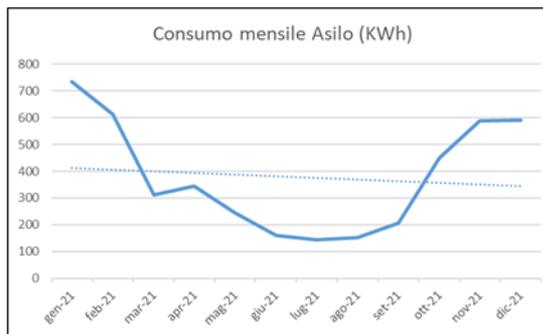
	Consumo mensile (KWh)
gen-21	373
feb-21	299
mar-21	333
apr-21	302
mag-21	260
giu-21	233
lug-21	244
ago-21	262
set-21	249
ott-21	276
nov-21	303
dic-21	369



### Utenza Asilo comunale

Data lettura	F1	F2	F3	Variazione F1	Variazione F12	Variazione F3	Consumo mensile (KWh)
31/12/2020	16731	5983	7982				
31/01/2021	17169	6097	8166	438	114	184	736
28/02/2021	17530	6201	8315	361	104	149	614
31/03/2021	17634	6271	8453	104	70	138	312
30/04/2021	17756	6342	8604	122	71	151	344
31/05/2021	17838	6396	8712	82	54	108	244
30/06/2021	17868	6434	8804	30	38	92	160
31/07/2021	17890	6465	8896	22	31	92	145
31/08/2021	17901	6502	8999	11	37	103	151
30/09/2021	17940	6560	9108	39	58	109	206
31/10/2021	18163	6642	9253	223	82	145	450
30/11/2021	18471	6733	9443	308	91	190	85
31/12/2021	18772	6826	9639	301	93	196	590

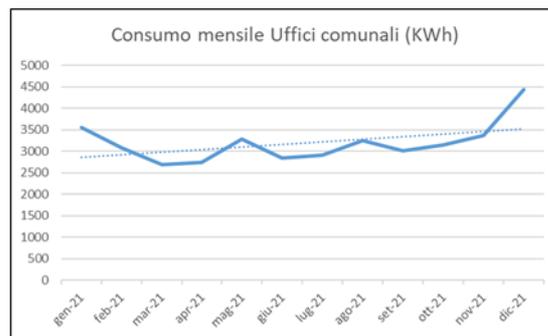
	Consumo mensile (KWh)
gen-21	736
feb-21	614
mar-21	312
apr-21	344
mag-21	244
giu-21	160
lug-21	145
ago-21	151
set-21	206
ott-21	450
nov-21	589
dic-21	590



### Utenza uffici comunali

Data lettura	F1	F2	F3	Variazione F1	Variazione F12	Variazione F3	Consumo mensile (KWh)
31/12/2020	73441	37824	46374				
31/01/2021	75100	38572	47516	1659	748	1142	3549
28/02/2021	76527	39262	48474	1427	690	958	3075
31/03/2021	77694	39896	49367	1167	634	893	2694
30/04/2021	78850	40527	50326	1156	631	959	2746
31/05/2021	80453	41164	51367	1603	637	1041	3281
30/06/2021	81982	41687	52164	1529	523	797	2849
31/07/2021	83551	42310	52890	1569	623	726	2918
31/08/2021	85223	43007	53771	1672	697	881	3250
30/09/2021	86646	43705	54668	1423	698	897	3018
31/10/2021	88115	44486	55567	1469	781	899	3149
30/11/2021	89732	45330	56471	1617	844	904	148
31/12/2021	92004	46257	57711	2272	927	1240	4439

	Consumo mensile (KWh)
gen-21	3549
feb-21	3075
mar-21	2694
apr-21	2746
mag-21	3281
giu-21	2849
lug-21	2918
ago-21	3250
set-21	3018
ott-21	3149
nov-21	3365
dic-21	4439



Una volta appurati i consumi annuali di energia elettrica, è stato necessario ipotizzare la costruzione di un numero di impianti in grado di soddisfare le esigenze energetiche, massimizzando al contempo l'energia condivisa. Evidentemente la scelta del posizionamento degli impianti risulta dirimente in merito alla possibile producibilità degli stessi: occorrono dei tetti ben esposti, preferibilmente verso sud, dotati di una sufficiente pendenza e quanto più possibile liberi da eventuali ombreggiamenti.

Considerando le aree a disposizione delle utenze domestiche è stata ipotizzata la costruzione di due impianti, rispettivamente nel tetto dell'utenza A e C (Figure 5 e 6).

All'interno del caso di studio, per precisa volontà, non voleva essere escluso il coinvolgimento dell'ente pubblico: soprattutto nei piccoli paesi e borghi delle aree interne, l'intervento della pubblica amministrazione appare di primaria necessità, sia nel coinvolgimento della comunità che rispetto alla gestione di una materia tanto complessa quale la costituzione di CER. Si è quindi immaginata la costruzione di un impianto nel tetto del Municipio (Figura 7), posizionandolo in modo tale da massimizzare la producibilità e ridurre al minimo l'impatto visivo all'interno di una piazza storica.

Il risultato è una CER in cui si hanno cinque POD di consumo e tre impianti di produzione: due su edifici appartenenti a privati cittadini e uno

sull'edificio dell'ente pubblico. Di seguito si riporta la rappresentazione grafica dei tre edifici con le aree a disposizione.

**Figura 5. Individuazione area impianto A.**



**Figura 6. Individuazione area impianto C.**

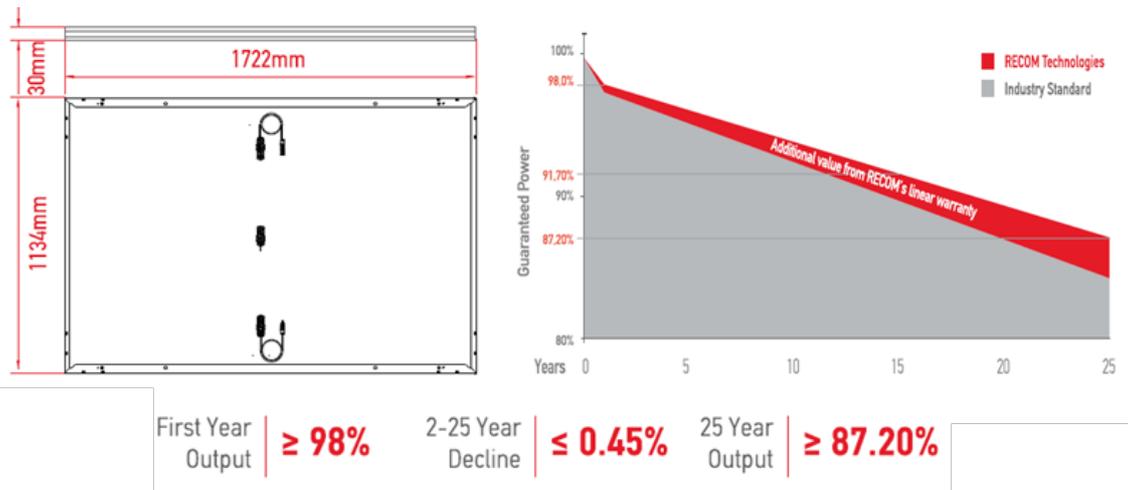


**Figura 7. Individuazione area impianto uffici comunali.**



Al fine di rendere l'ipotesi quanto più realistica possibile, si è scelto di individuare un modulo fotovoltaico sulla base del quale creare una simulazione di installazione: la definizione delle specifiche tecniche del pannello è utile nell'andare a calcolare sia la potenza nominale di picco degli impianti (kWp) sia la riduzione di producibilità nel tempo; a tal proposito è stato scelto un modulo mono cristallino half-cut<sup>23</sup> avente le seguenti specifiche tecniche (Figura 8).

**Figura 8.** A sinistra dimensioni del modulo, a destra calo della producibilità nel corso del tempo.



Altra caratteristica di rilievo riguarda le specifiche elettriche: si è optato per un modulo con una potenza massima pari a 400 Wp come rappresentato nella Figura 9.

**Figura 9.** Caratteristiche elettriche del modulo.

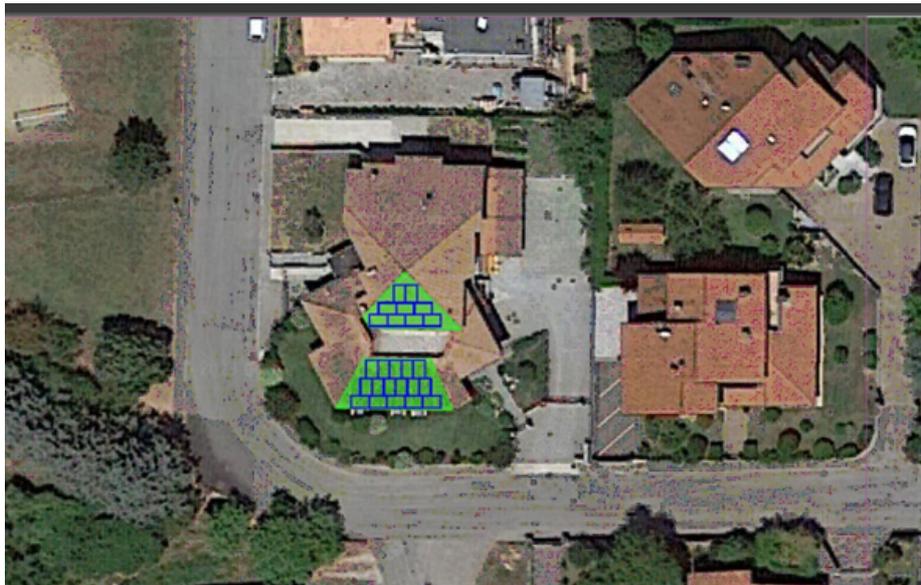
POWER CLASS <sup>(1)</sup>			390		395		400		405		410	
Testing Condition			STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT	STC	NMOT
Maximum Power	P <sub>max</sub>	[Wp]	390	287	395	291	400	295	405	298	410	302
Maximum Power Voltage	V <sub>mp</sub>	[V]	30,64	28,56	30,84	28,75	31,04	28,93	31,2	29,12	31,44	29,3
Maximum Power Current	I <sub>mp</sub>	[A]	12,73	10,06	12,81	10,12	12,89	10,19	12,97	10,25	13,05	10,31
Open Circuit Voltage	V <sub>oc</sub>	[V]	36,96	35,49	37,05	35,68	37,14	35,86	37,23	36,05	37,32	36,23
Short Circuit Current	I <sub>sc</sub>	[A]	13,61	10,86	13,7	10,95	13,79	11,04	13,88	11,12	13,97	11,2
Module Efficiency	Eff	[%]	19,97		20,23		20,48		20,74		21,00	
Maximum Series Fuse	I <sub>R</sub>	[A]	25									
Maximum System Voltage	V <sub>sys</sub>	[V]	1500 V DC (IEC)									

(1) Measurement Tolerances: P<sub>max</sub> (± 3%), I<sub>sc</sub> & V<sub>oc</sub> (± 3%) - Power Classification 0/+5W  
(2) STC (Standard Testing Condition): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, AM 1.5  
(3) NMOT (Nominal Operating Module Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, NMOT, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

<sup>23</sup> I moduli con tecnologia half-cut hanno delle celle tagliate a metà, il che migliora le prestazioni e la durabilità dei moduli. Con questa tecnologia si riducono le perdite resistive, producendo una quantità di potenza maggiore, gli stress meccanici, riducendo la possibilità che le celle si spezzino, e si rendono la metà superiore e inferiore del modulo indipendenti, evitando problemi legati ad eventuali ombreggiamenti.

Il combinato disposto delle dimensioni e della potenza massima del singolo modulo ha portato ad ipotizzare l'installazione di 25 moduli nell'impianto A per una potenza nominale di 10 kWp (Figura 10), 18 moduli nell'impianto C per una potenza nominale di 7,2 kWp (Figura 11) e 80 moduli nell'impianto sul Municipio per una potenza nominale di 32 kWp (Figura 12). Di seguito si riporta la rappresentazione grafica delle aree (in verde) con la disposizione dei moduli (in blu).

**Figura 10. Disposizione moduli impianto A.**



**Figura 11. Disposizione moduli impianto C.**



Figura 12. Disposizione moduli impianto uffici comunali.



#### 4.4. Stima di produzione degli impianti.

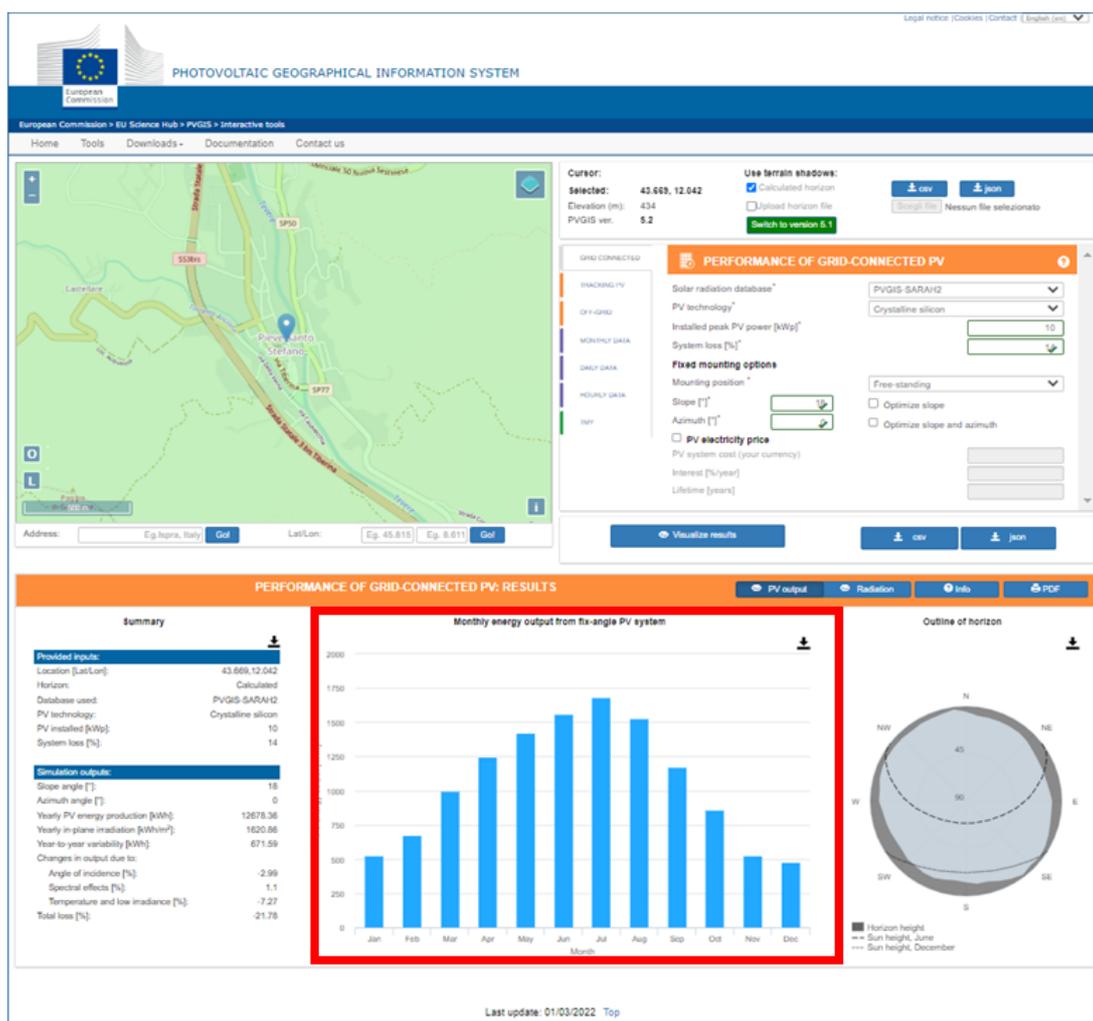
Una volta definiti i siti su cui collocare i moduli fotovoltaici, si è proceduto alla realizzazione di una stima di produzione utilizzando il tool di calcolo PVGIS messo a disposizione dalla Commissione europea: tale strumento permette di calcolare la producibilità di un impianto inserendo dati relativi alle coordinate geografiche, tecnologia del pannello fotovoltaico, potenza di picco dell'impianto (kWp), percentuale di perdite di sistema, pendenza<sup>24</sup> della falda su cui installare i moduli e angolo di Azimuth<sup>25</sup>.

La Figura 13 dimostra il funzionamento del tool una volta inseriti i dati generici riferiti ad un impianto: viene evidenziata la produzione di energia elettrica per ciascun mese in un anno-tipo di funzionamento.

<sup>24</sup> Pendenza ideale per un impianto fotovoltaico è pari a 35°.

<sup>25</sup> In ambito di tecnologia fotovoltaica, l'angolo di Azimuth descrive la deviazione di grado di un sistema fotovoltaico da un orientamento ideale verso Sud. Si ha che un impianto esposto perfettamente a Sud viene definito da un angolo di Azimuth pari a 0°; un angolo negativo rappresentativo di un impianto esposto ad Est mentre un angolo positivo di un impianto esposto ad Ovest.

Figura 13. Rappresentazione grafica tool di calcolo PVGIS.



Appurata la metodologia è stato deciso di prendere delle misurazioni precise rispetto all'angolo di pendenza delle falde e gli angoli di Azimuth dei siti individuati per gli impianti. Nella Tabella 4 seguente sono riportate le misurazioni effettuate:

Tabella 4. Dati relative ad angoli di pendenza ed Azimuth per ciascun impianto.

	Angolo di pendenza (°)	Angolo di Azimuth(°)
Impianto A	17,8	0
Impianto C	17,8	0
Impianto uffici comunali	18	-30

Si è quindi proceduto ad inserire i dati ottenuti all'interno del tool, il quale ha riportato una stima della producibilità mese su mese; nel caso di studio, considerando la volontà di ipotizzare un'analisi di lungo termine, è stato deciso

di andare a recepire i cali di producibilità dei singoli moduli nel corso del tempo, così come indicato nelle specifiche tecniche.

Pur considerando la possibilità degli impianti di più recente costruzione di produrre energia in modo garantito per almeno 25 anni, l'orizzonte di riferimento è stato considerato a 20 anni, così da allinearsi con gli schemi incentivanti previsti per le CER. Fatta 100 la producibilità fornita dal tool, è stata considerata una produzione di energia elettrica pari al 98 per cento nel primo anno ed un calo costante del 0,45 per cento anno su anno, così come da Figura 8. Di seguito (Tabelle 5, 6 e 7) si riportano le stime di produzione per ciascun impianto.

**Tabella 5. Andamento producibilità (kWh) impianto A.**

Mese di produzione	Produzione di energia elettrica (kWh) impianto A																				
	Anno 0	Anno 1	Anno 2	Anno 3	Anno 4	Anno 5	Anno 6	Anno 7	Anno 8	Anno 9	Anno 10	Anno 11	Anno 12	Anno 13	Anno 14	Anno 15	Anno 16	Anno 17	Anno 18	Anno 19	Anno 20
gen	525	514	512	510	507	505	503	501	498	496	494	492	489	487	485	483	481	478	476	474	472
feb	672	659	656	653	650	647	644	641	638	635	633	630	627	624	621	618	616	613	610	607	605
mar	1.000	980	975	971	967	962	958	953	949	945	941	936	932	928	924	920	915	911	907	903	899
apr	1.240	1.224	1.218	1.213	1.207	1.202	1.196	1.191	1.186	1.180	1.175	1.170	1.164	1.159	1.154	1.149	1.143	1.138	1.133	1.128	1.123
mag	1.424	1.396	1.389	1.383	1.377	1.370	1.364	1.358	1.352	1.346	1.340	1.334	1.328	1.322	1.316	1.310	1.304	1.298	1.292	1.286	1.280
giu	1.560	1.529	1.522	1.515	1.508	1.502	1.495	1.488	1.481	1.475	1.468	1.461	1.455	1.448	1.442	1.435	1.429	1.422	1.416	1.409	1.403
lug	1.648	1.615	1.608	1.601	1.593	1.586	1.579	1.572	1.565	1.558	1.551	1.544	1.537	1.530	1.523	1.516	1.509	1.502	1.495	1.489	1.482
ago	1.526	1.495	1.488	1.482	1.475	1.468	1.462	1.455	1.448	1.442	1.435	1.429	1.422	1.416	1.410	1.403	1.397	1.391	1.384	1.378	1.372
set	1.175	1.151	1.146	1.141	1.136	1.131	1.125	1.120	1.115	1.110	1.105	1.100	1.095	1.090	1.085	1.080	1.075	1.070	1.066	1.061	1.056
ott	861	844	840	836	833	829	825	821	818	814	810	807	803	799	796	792	788	785	781	778	774
nov	526	515	513	511	508	506	504	501	499	497	495	492	490	488	486	484	481	479	477	475	473
dic	476	467	464	462	460	458	456	454	452	450	448	446	444	442	440	438	436	434	432	430	428
<b>TOTALE</b>	<b>12.642</b>	<b>12.300</b>	<b>12.333</b>	<b>12.277</b>	<b>12.221</b>	<b>12.166</b>	<b>12.111</b>	<b>12.056</b>	<b>12.002</b>	<b>11.948</b>	<b>11.894</b>	<b>11.840</b>	<b>11.786</b>	<b>11.733</b>	<b>11.680</b>	<b>11.627</b>	<b>11.575</b>	<b>11.522</b>	<b>11.470</b>	<b>11.418</b>	<b>11.367</b>

**Tabella 6. Andamento producibilità (kWh) impianto C.**

Mese di produzione	Produzione di energia elettrica (kWh) impianto C																				
	Anno 0	Anno 1	Anno 2	Anno 3	Anno 4	Anno 5	Anno 6	Anno 7	Anno 8	Anno 9	Anno 10	Anno 11	Anno 12	Anno 13	Anno 14	Anno 15	Anno 16	Anno 17	Anno 18	Anno 19	Anno 20
gen	378	370	369	367	365	364	362	360	359	357	356	354	352	351	349	348	346	344	343	341	340
feb	484	474	472	470	468	466	464	462	460	458	455	453	451	449	447	445	443	441	439	437	435
mar	720	705	702	699	696	693	690	687	683	680	677	674	671	668	665	662	659	656	653	650	647
apr	899	881	877	873	869	865	861	858	854	850	846	842	838	835	831	827	823	820	816	812	809
mag	1.025	1.005	1.000	996	991	987	982	978	973	969	965	960	956	952	947	943	939	934	930	926	922
giu	1.123	1.101	1.096	1.091	1.086	1.081	1.076	1.071	1.066	1.062	1.057	1.052	1.047	1.043	1.038	1.033	1.029	1.024	1.019	1.015	1.010
lug	1.213	1.188	1.183	1.178	1.172	1.167	1.162	1.156	1.151	1.146	1.141	1.136	1.131	1.125	1.120	1.115	1.110	1.105	1.100	1.095	1.090
ago	1.099	1.077	1.072	1.067	1.062	1.057	1.052	1.048	1.043	1.038	1.034	1.029	1.024	1.020	1.015	1.010	1.006	1.001	997	992	988
set	846	829	825	821	818	814	810	807	803	799	796	792	789	785	781	778	774	771	767	764	761
ott	620	608	605	602	599	597	594	591	589	586	583	581	578	575	573	570	568	565	563	560	558
nov	379	371	369	368	366	364	363	361	359	358	356	355	353	351	350	348	347	345	343	342	340
dic	343	336	334	333	331	330	328	327	325	324	322	321	320	318	317	315	314	312	311	310	308
<b>TOTALE</b>	<b>9.128</b>	<b>8.946</b>	<b>8.905</b>	<b>8.865</b>	<b>8.824</b>	<b>8.785</b>	<b>8.745</b>	<b>8.705</b>	<b>8.666</b>	<b>8.627</b>	<b>8.588</b>	<b>8.549</b>	<b>8.510</b>	<b>8.472</b>	<b>8.434</b>	<b>8.395</b>	<b>8.357</b>	<b>8.320</b>	<b>8.282</b>	<b>8.245</b>	<b>8.207</b>

**Tabella 7. Andamento producibilità (kWh) impianto uffici comunali.**

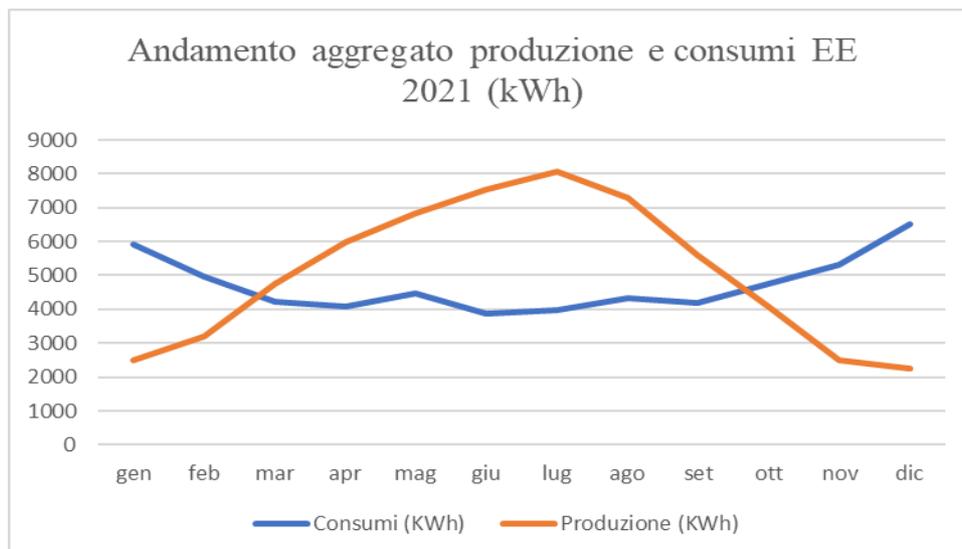
Mese di produzione	Produzione di energia elettrica (kWh) impianto uffici comunali																				
	Anno 0	Anno 1	Anno 2	Anno 3	Anno 4	Anno 5	Anno 6	Anno 7	Anno 8	Anno 9	Anno 10	Anno 11	Anno 12	Anno 13	Anno 14	Anno 15	Anno 16	Anno 17	Anno 18	Anno 19	Anno 20
gen	1.628	1.595	1.588	1.581	1.574	1.567	1.560	1.552	1.545	1.538	1.532	1.525	1.518	1.511	1.504	1.497	1.490	1.484	1.477	1.470	1.464
feb	2.115	2.073	2.063	2.054	2.045	2.036	2.028	2.017	2.008	1.999	1.990	1.981	1.972	1.963	1.954	1.945	1.937	1.928	1.919	1.911	1.902
mar	3.142	3.079	3.065	3.051	3.037	3.023	3.010	2.996	2.983	2.969	2.956	2.942	2.929	2.916	2.903	2.889	2.876	2.863	2.850	2.838	2.825
apr	3.950	3.871	3.854	3.836	3.819	3.801	3.784	3.767	3.750	3.733	3.716	3.700	3.683	3.666	3.650	3.633	3.617	3.600	3.584	3.568	3.552
mag	4.515	4.425	4.404	4.384	4.365	4.345	4.325	4.306	4.286	4.267	4.247	4.228	4.209	4.190	4.171	4.152	4.134	4.115	4.096	4.078	4.059
giu	4.997	4.897	4.875	4.853	4.831	4.809	4.787	4.765	4.744	4.722	4.701	4.680	4.659	4.638	4.617	4.596	4.575	4.554	4.534	4.513	4.493
lug	5.388	5.260	5.236	5.212	5.209	5.185	5.162	5.138	5.115	5.092	5.069	5.046	5.023	5.000	4.978	4.955	4.933	4.911	4.888	4.866	4.844
ago	4.306	4.174	4.112	4.091	4.069	4.048	4.027	4.006	4.085	4.065	4.044	4.024	4.003	4.083	4.062	4.042	4.022	4.002	4.382	4.363	4.344
set	3.706	3.632	3.615	3.599	3.583	3.567	3.550	3.534	3.518	3.502	3.487	3.471	3.455	3.440	3.424	3.409	3.393	3.378	3.363	3.347	3.332
ott	2.694	2.640	2.628	2.616	2.604	2.592	2.580	2.569	2.557	2.546	2.534	2.523	2.511	2.500	2.489	2.477	2.466	2.455	2.444	2.433	2.423
nov	1.637	1.604	1.597	1.590	1.582	1.575	1.568	1.561	1.554	1.547	1.540	1.533	1.526	1.519	1.512	1.505	1.498	1.492	1.485	1.478	1.471
dic	1.400	1.400	1.454	1.447	1.440	1.434	1.427	1.421	1.415	1.408	1.402	1.396	1.389	1.383	1.377	1.370	1.364	1.358	1.352	1.346	1.340
<b>TOTALE</b>	<b>40.892</b>	<b>39.200</b>	<b>39.109</b>	<b>38.933</b>	<b>38.757</b>	<b>38.581</b>	<b>38.407</b>	<b>38.233</b>	<b>38.061</b>	<b>37.889</b>	<b>37.717</b>	<b>37.547</b>	<b>37.377</b>	<b>37.208</b>	<b>37.040</b>	<b>36.872</b>	<b>36.706</b>	<b>36.540</b>	<b>36.375</b>	<b>36.210</b>	<b>36.047</b>

#### 4.5. Energia condivisa.

Il calcolo dell'energia condivisa è la componente di maggior interesse nella valutazione della convenienza economico-sociale relativa alla creazione di una CER: massimizzare l'energia condivisa significa rendere la produzione e il consumo di energia, per ogni periodo orario, quanto più simili possibile. Ciò considerato, in primo luogo è estremamente rilevante riuscire a calibrare in maniera ottimale impianti di produzione e punti di consumo, in modo tale da non avere grandi squilibri tra quanto immesso e quanto prelevato dalla rete per ogni periodo orario. In secondo luogo, devono essere ridefinite le abitudini di consumo dei singoli: se in assenza di impianti di produzione da fonti rinnovabili i consumi tendono ad essere effettuati nelle fasce orarie alle quali è associato un minor costo della materia energia, una volta realizzati gli impianti è necessario riuscire a concentrare i consumi nelle ore di maggior produzione.

Dalla Figura 14 si percepisce la discrepanza tra produzione e consumi durante il corso di un anno-tipo di funzionamento: i maggiori consumi si concentrano nei mesi invernali mentre, al contrario, i maggiori livelli di produzione si concentrano nei mesi estivi, con un picco evidente nel mese di luglio.

Figura 14. Confronto andamento aggregato consumi e produzione (kWh) anno 2021.



La mancanza di impianti di accumulo nell'ipotesi di caso di studio fa sì che debbano essere effettuate nuove elaborazioni, così da poter confrontare dati di consumo e produzione al fine di ottenere il valore dell'energia condivisa.

I consumi e la produzione sono stati rappresentati su base mensile e non su base oraria: al fine di calcolare l'energia condivisa è stato necessario riparametrare i valori ottenuti in modo da giungere a dati orari calibrati su consumo e produzione mensili.

Per i consumi, avendo in bolletta la suddivisione in base alla fascia oraria (F1, F2 ed F3), sono stati accorpati i dati di ciascun mese relativi alle cinque utenze e suddivisi i valori ottenuti per il numero di ore giornaliere di ciascuna fascia. A titolo esemplificativo, in Tabella 8 si riporta la riparametrazione fatta per i consumi in fascia F1 per il mese di gennaio.

**Tabella 8. Consumi F1 (kWh) per ciascuna utenza.**

Mese	Consumi F1 (kWh) per utenza					
	A	B	C	Asilo	Uffici Comunali	TOTALE
gen-21	110	305	107	438	1659	2619

I consumi per utenza riportati in Tabella 8 sono stati sommati così da ottenere un valore aggregato relativo al mese di gennaio 2021. Considerando che la fascia di consumo F1 comprende le ore dalle 8:00 alle 19:00 dei giorni feriali, il valore ottenuto è stato suddiviso per undici ore così da ottenere un valore unitario. Lo stesso procedimento è stato adottato per ottenere dei consumi orari anche per le fascia F2 ed F3; una volta sommati i consumi per ciascuna fascia oraria si è ottenuta una ripartizione dei consumi mese per mese come riportato nella seguente Tabella 9.

**Tabella 9. Consumi mensili (kWh) rapportati per fascia oraria.**

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
00:00	120,69	93,81	89,25	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	88,00	94,88	121,69
01:00	120,69	93,81	89,25	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	88,00	94,88	121,69
02:00	120,69	93,81	89,25	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	88,00	94,88	121,69
03:00	120,69	93,81	89,25	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	88,00	94,88	121,69
04:00	120,69	93,81	89,25	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	88,00	94,88	121,69
05:00	120,69	93,81	89,25	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	88,00	94,88	121,69
06:00	120,69	93,81	89,25	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	88,00	94,88	121,69
07:00	192,15	159,76	150,82	144,20	141,49	120,13	128,57	141,02	143,94	163,90	178,10	197,51
08:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
09:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
10:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
11:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
12:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
13:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
14:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
15:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
16:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
17:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
18:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	293,77	331,95	414,36
19:00	192,15	159,76	150,82	144,20	141,49	120,13	128,57	141,02	143,94	163,90	178,10	197,51
20:00	192,15	159,76	150,82	144,20	141,49	120,13	128,57	141,02	143,94	163,90	178,10	197,51
21:00	192,15	159,76	150,82	144,20	141,49	120,13	128,57	141,02	143,94	163,90	178,10	197,51
22:00	192,15	159,76	150,82	144,20	141,49	120,13	128,57	141,02	143,94	163,90	178,10	197,51
23:00	120,69	93,81	89,25	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	88,00	94,88	121,69

Obiettivo di questo esercizio è stato quello di aggregare i consumi mensili per poi andare a simularne la disposizione su base giornaliera: di fatto è stato ipotizzato che il consumo mensile aggregato delle cinque utenze potesse essere ripartito nelle 24 ore di una giornata.

La riparametrazione dei dati di produzione su base oraria è stata ottenuta mediante l'utilizzo del software PVGIS; in questo caso il tool di calcolo permette di ottenere una stima sulla produzione oraria in W/m<sup>2</sup> attraverso la quale ricavare i driver (%) di distribuzione (Figura 15).

Figura 15. Rappresentazione della stima di produzione oraria di PVGIS per il mese di gennaio.

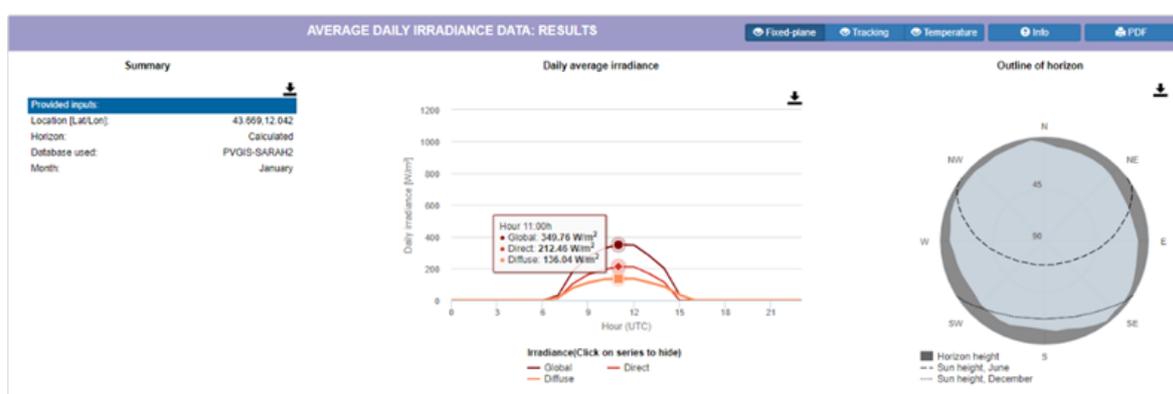


Tabella 10. Driver di ripartizione della produzione mensile su base oraria.

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
00:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
01:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
02:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
03:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
04:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
05:00	0%	0%	0%	1%	2%	2%	1%	1%	0%	0%	0%	0%
06:00	0%	0%	1%	3%	4%	4%	4%	3%	3%	2%	0%	2%
07:00	1%	4%	6%	6%	7%	7%	7%	6%	7%	6%	5%	10%
08:00	9%	9%	9%	9%	10%	9%	9%	9%	10%	10%	11%	15%
09:00	14%	13%	12%	12%	11%	11%	11%	11%	12%	13%	14%	18%
10:00	16%	15%	14%	13%	12%	12%	12%	12%	14%	15%	16%	19%
11:00	17%	16%	14%	13%	12%	12%	12%	13%	14%	15%	17%	17%
12:00	17%	15%	13%	12%	12%	12%	12%	12%	13%	14%	16%	14%
13:00	14%	13%	12%	11%	10%	9%	10%	11%	11%	12%	13%	3%
14:00	10%	10%	10%	9%	8%	8%	9%	9%	8%	9%	7%	1%
15:00	2%	4%	7%	6%	6%	7%	7%	6%	6%	3%	1%	0%
16:00	0%	1%	2%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	0%	0%	0%
17:00	0%	0%	0%	1%	2%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	0%
18:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
19:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
20:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
21:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
22:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
23:00	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Moltiplicando i dati sulla producibilità, così come riportati nelle Tabelle 5, 6 e 7, per i driver (Tabella 10) si ottiene una suddivisione oraria della produzione mensile per venti anni; calcolando il minimo, per ciascun periodo orario, tra consumi e produzione è stata ottenuta l'energia condivisa

all'interno della comunità energetica rinnovabile. Di seguito, a titolo esemplificativo, si riporta l'energia condivisa per il primo anno di funzionamento della CER, pari a 29.976 kWh (Tabella 11).

**Tabella 11. Energia scambiata (kWh) primo anno di attività.**

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
00:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
03:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
04:00	-	-	-	-	11,27	26,73	13,73	32,84	-	-	-	-
05:00	-	-	-	34,09	95,94	76,25	72,19	83,75	11,51	-	-	-
06:00	-	0,46	66,56	94,31	95,94	76,25	72,19	83,75	82,94	69,03	1,50	9,69
07:00	36,77	132,74	150,82	144,20	141,49	120,13	128,57	141,02	143,94	163,90	136,34	84,73
08:00	226,54	287,31	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	298,77	263,94	252,21
09:00	336,49	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	298,77	331,95	350,66
10:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	298,77	331,95	408,26
11:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	298,77	331,95	414,36
12:00	364,34	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	298,77	331,95	379,93
13:00	343,64	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	298,77	323,12	273,09
14:00	244,84	309,15	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	298,77	175,35	60,26
15:00	42,15	142,51	250,72	238,50	272,55	243,31	250,51	270,08	255,07	134,20	32,32	14,91
16:00	0,04	22,98	114,43	216,24	272,55	243,31	250,51	162,71	136,01	15,49	-	-
17:00	-	-	5,22	49,77	112,39	151,62	163,48	36,90	11,25	-	-	-
18:00	-	-	-	-	10,05	35,08	33,64	1,35	-	-	-	-
19:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

#### 4.6. Corrispettivi economici e conclusioni.

Calcolata l'energia condivisa per ciascun anno dell'ipotesi di caso di studio, è stato possibile strutturare un piano economico dei corrispettivi che la CER andrà a percepire nel corso degli anni. Oltre alla valorizzazione ed incentivazione dell'energia scambiata, viene riconosciuta alla Comunità anche una somma derivante dalla vendita dell'energia elettrica prodotta: nel caso di specie si ipotizza il ritiro dedicato da parte del GSE utilizzando delle previsioni di prezzo fornite dall'agenzia di consulenza per il mercato elettrico *Baringa*.

La Tabella 12 riporta il calcolo dei corrispettivi che la CER andrà ad ottenere per venti anni, suddivisi tra valorizzazione, incentivazione e vendita dell'energia elettrica prodotta.

Così come vengono stimati i ricavi, è possibile fare una stima anche rispetto ai costi di costruzione degli impianti oggetto di analisi: considerando i recenti andamenti del mercato, un costo di € 1.200/kWp è un valore medio per quanto riguarda gli impianti domestici e di piccola scala; al costo una tantum di costruzione vanno aggiunti poi dei costi annuali di manutenzione e pulizia che possono essere stimati in € 60/kWp. La costruzione dei tre impianti presi in considerazione avrebbe quindi un costo di circa € 60.000 alla

quale andrebbero aggiunti (sicuramente per quanto riguarda gli impianti su edifici pubblici) i costi di manutenzione.

**Tabella 12. Corrispettivi economici spettanti alla CER.**

	EE scambiata kWh	EE prodotta kWh	Previsioni PZ CNORD	Valorizzazione €/MWh 8.49 €	Incentivo €/MWh 60+MAX(0;180-PZ)	Correzione zona geografica €/MWh 4.00 €	Ritiro dedicato GSE PZ	TOTALE
Anno 1	30,030	60,625	175.00 €	254.96 €	1,951.97 €	120.12 €	10,609.41 €	12,936.46 €
Anno 2	30,003	60,347	145.00 €	254.72 €	2,850.25 €	120.01 €	8,750.29 €	11,975.27 €
Anno 3	29,975	60,072	119.00 €	254.48 €	3,596.95 €	119.90 €	7,148.57 €	11,119.90 €
Anno 4	29,947	59,798	84.00 €	254.25 €	3,593.59 €	119.79 €	5,023.04 €	8,990.66 €
Anno 5	29,919	59,525	80.00 €	254.01 €	3,590.24 €	119.67 €	4,761.99 €	8,725.92 €
Anno 6	29,891	59,253	73.00 €	253.77 €	3,586.90 €	119.56 €	4,325.43 €	8,285.67 €
Anno 7	29,863	58,981	66.00 €	253.54 €	3,583.57 €	119.45 €	3,892.74 €	7,849.30 €
Anno 8	29,835	58,710	58.00 €	253.30 €	3,580.25 €	119.34 €	3,405.19 €	7,358.08 €
Anno 9	29,808	58,440	57.00 €	253.07 €	3,576.94 €	119.23 €	3,331.09 €	7,280.33 €
Anno 10	29,780	58,171	54.00 €	252.83 €	3,573.64 €	119.12 €	3,141.23 €	7,086.82 €
Anno 11	29,752	57,902	54.00 €	252.60 €	3,570.29 €	119.01 €	3,126.73 €	7,068.63 €
Anno 12	29,723	57,635	53.00 €	252.35 €	3,566.76 €	118.89 €	3,054.64 €	6,992.65 €
Anno 13	29,693	57,368	50.00 €	252.09 €	3,563.16 €	118.77 €	2,868.39 €	6,802.41 €
Anno 14	29,661	57,102	49.00 €	251.83 €	3,559.37 €	118.65 €	2,797.98 €	6,727.82 €
Anno 15	29,630	56,836	50.00 €	251.56 €	3,555.55 €	118.52 €	2,841.81 €	6,767.44 €
Anno 16	29,598	56,572	50.00 €	251.29 €	3,551.75 €	118.39 €	2,828.58 €	6,750.01 €
Anno 17	29,566	56,308	50.00 €	251.02 €	3,547.95 €	118.27 €	2,815.38 €	6,732.62 €
Anno 18	29,535	56,045	47.00 €	250.75 €	3,544.17 €	118.14 €	2,634.09 €	6,547.15 €
Anno 19	29,502	55,782	47.00 €	250.47 €	3,540.28 €	118.01 €	2,621.76 €	6,530.52 €
Anno 20	29,470	55,520	46.00 €	250.20 €	3,536.34 €	117.88 €	2,553.94 €	6,458.36 €
<b>TOTALE</b>				<b>5,053.08 €</b>	<b>69,019.93 €</b>	<b>2,380.72 €</b>	<b>82,532.28 €</b>	<b>158,986.01 €</b>

Accanto all'analisi relativa alla fattibilità tecnico-economica deve essere affrontato il discorso relativo alla concreta realizzabilità di tali progetti: il privato è senza dubbio un soggetto fondamentale ma, per un'ottima riuscita delle iniziative, è necessario il coinvolgimento dell'attore pubblico e la sua conoscenza del tema oltre che consapevolezza delle azioni da poter mettere in pratica.

A tal proposito, in una recente analisi contenuta all'interno del Quaderno Romagnosi 1/2023<sup>26</sup>, la Dott.ssa Cusa evidenzia come, a seguito di un questionario proposto alle amministrazioni comunali del contesto pavese, la percezione riguardo ai fini delle CER sia quanto meno variegata: riduzione dei costi energetici (87%), produzione di energia da fonti rinnovabili (63%) e volontà di favorire il senso di comunità (45%) rappresentano le principali motivazioni che spingerebbero a costituire una CER. Di fatto, nonostante la riduzione dei costi energetici sia un effetto indiretto<sup>27</sup>, i tre appena descritti sono esattamente gli obiettivi che hanno spinto il legislatore europeo ad adottare la normativa sulle CER.

Un dato significativo emerso dall'analisi riguarda il grado di informazione rispetto alla normativa italiana da parte delle amministrazioni: solo il 34% del campione dichiara di avere una conoscenza medio/alta della normativa e, disaggregando il dato sulla base della numerosità dei comuni, sono i comuni con più di 5000 abitanti ad avere maggior contezza del contesto regolatorio delle CER. Il problema principale nella costituzione di tali soggetti giuridici, a mio avviso, risiede proprio nella mancanza di formazione, soprattutto nei piccoli comuni, delle amministrazioni locali e nella conseguente e comprensibile difficoltà di sviluppare progetti di questo tipo.

Sono proprio gli enti territorialmente periferici e di piccole dimensioni a necessitare maggiormente di simili iniziative e, pertanto, sarebbe auspicabile incentivare un'attiva collaborazione tra PA e settore privato: quest'ultimo potrebbe contribuire presentando progetti innovativi in grado di sensibilizzare le comunità sui temi della sostenibilità. Preme sottolineare che il maggior sforzo dovrebbe essere fatto dagli organi di indirizzo politico-amministrativo, dalla politica in senso stretto: i territori necessitano di una classe dirigente formata ed informata sulle opportunità che la regolazione europea ed italiana mette a disposizione.

In conclusione, pur considerando impianti di piccola taglia<sup>28</sup> come nel caso di studio, la costruzione di una Comunità Energetica Rinnovabile risulta certamente conveniente dal punto di vista economico; tale convenienza è riconducibile tanto all'ente pubblico quanto a privati. Nel primo caso, per i comuni al di sotto dei 5.000 abitanti, le agevolazioni assumono un ruolo di

---

<sup>26</sup> E. Cusa, M. Cusa, P. Graziano, E. Slerca, A. Zatti, *Le CER nel contesto pavese: sfide e opportunità*, Quaderni della Fondazione Giandomenico Romagnosi, Quaderno 1/2023, p. 17.

<sup>27</sup> La costituzione di una CER non riduce direttamente i costi in bolletta delle utenze facenti parte la configurazione: il beneficio consiste nel riconoscimento postumo del corrispettivo legato alla vendita dell'energia prodotta oltre che valorizzazione ed incentivazione dell'energia scambiata.

<sup>28</sup> In futuro sarà necessario sfruttare maggiormente il limite del 1MWp per singolo impianto piuttosto che limitarsi alla piccola taglia.

assoluto rilievo, prevedendo: finanziamenti a tasso zero per importi fino al cento per cento dell'investimento ammissibile, la possibilità di finanziamento a fondo perduto del 40% dell'investimento<sup>29</sup> e l'esclusione della riduzione dell'incentivo per la parte finanziata con tale modalità; dal lato del privato è tutt'ora prevista la possibilità di recupero tramite detrazione fiscale del 50%, mentre per le imprese l'agevolazione si concretizza in un credito d'imposta pari al 6%.

Se dal punto di vista economico non ci sono particolari dubbi rispetto la redditività, allo stesso modo non si hanno dubbi riguardo la riqualificazione e le possibilità di sviluppo per i singoli territori: si pensi a luoghi a forte vocazione agricola e particolarmente legati al settore primario in cui si potrebbe immaginare la costituzione di CER sfruttando le strutture già presenti ed adibite ad allevamenti/luoghi di coltivazione, si pensi ai comuni con alta presenza di PMI che potrebbero mettere a disposizione le loro strutture per agevolare la costruzione di impianti ed, infine, a tutti quei comuni ultra-periferici, in stato di progressivo abbandono, in cui le risorse derivanti dalla valorizzazione, incentivazione e vendita dell'energia potrebbero essere utilizzate per immaginare politiche di riqualificazione territoriale e di sviluppo sostenibile.

Non da ultimo, ad oggi, un numero sempre maggiore di Comuni è coinvolto in grandi progetti rinnovabili di tipo *utility-scale* promossi dal settore privato: in moltissimi casi, pur non essendo in alcun modo obbligatorio, sono previsti meccanismi compensativi (royalties) che si assestano intorno al 3% della stima di ricavo annuo degli impianti. Ebbene, piuttosto che immaginare la richiesta di opere infrastrutturali, dovrebbe essere promosso l'impiego di queste risorse per la costruzione di impianti rinnovabili al servizio della comunità in grado di generare ritorni costanti nel tempo. La creazione di CER sarebbe il naturale seguito in grado di coinvolgere, oltre all'attore pubblico, un sempre crescente numero di individui e PMI.

---

<sup>29</sup> Tale misura verrà finanziata con 2,2 miliardi provenienti dal PNRR italiano.

## 5. Bibliografia.

R. Bianchini, A. Motz, B. Petrovich, *Comunità energetiche: soluzione per tutti o per pochi?*, Laboratorio Ref ricerche, Transizione energetica n. 201, gennaio 2022.

E. Cusa, M. Cusa, P. Graziano, E. Slerca, A. Zatti, *Le CER nel contesto pavese: sfide e opportunità*, Quaderni della Fondazione Giandomenico Romagnosi, Quaderno 1/2023.

L. De Vidovich, L. Tricarico, M. Zulianello, *Community energy map – Una ricognizione delle prime esperienze di comunità energetiche rinnovabili*, 2021.

Energy and Strategy Group – Politecnico di Milano, *Le comunità energetiche in Italia*, novembre 2023.

M. Giaoutzi, P. Nijkamp, *Decision support models for sustainable development*, Aldershot, Avebury, 1993.

M. Mariano, *Come si fa una Comunità Energetica. Una storia vera di transizione alle energie rinnovabili*, Altraeconomia, 2020.

RSE-Utilitatis, *Le comunità energetiche in Italia – Orange book*, 2021.

F. Sala, G. Coletta e F. Armanasco, *Le Comunità energetiche in Italia. Note per il coinvolgimento dei cittadini nella transizione energetica*, RSEview, 2021.

L.R. 3 agosto 2018 n. 12 “*Promozione dell’istituzione delle Comunità Energetiche*”.

D.L. 30 aprile 2019 n. 34.