

**Università degli Studi di Modena e Reggio Emilia  
Dipartimento di Ingegneria “Enzo Ferrari”**

**Corso di Laurea Triennale in Ingegneria Civile e  
Ambientale**

**Studio di fattibilità tecnico-economico  
per la costituzione di una Comunità  
Energetica Rinnovabile**

**Candidato: Luca Bonacini**

**Relatore: Fabio Berni**

**Anno Accademico: 2022-2023**

*A chi avrebbe voluto esserci*  
*A mio nonno Giorgio e a Stefano*

# INTRODUZIONE

Il presente elaborato di tesi ha come oggetto lo studio di due impianti fotovoltaici posseduti dall'azienda S.A.Ba.R. S.p.A. utilizzati per lo sviluppo di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER), che prenderà il nome di "S.A.Ba.R. ENERGY".

Inizialmente verrà descritta l'azienda S.A.Ba.R. S.p.A., nello specifico gli impianti fotovoltaici che possiede con finalità di autoconsumo e condivisione attraverso la rete. In particolare, verranno analizzati due impianti fotovoltaici sui quali verranno effettuati i calcoli per lo sviluppo della Comunità Energetica Rinnovabile, uno già allacciato in rete dalla potenza di 1 MWp, l'altro dalla potenza pari a 440 kWp ancora in fase di costruzione su una tettoia di un capannone.

La parte successiva dell'elaborato è dedicata alla descrizione del processo di costituzione della Comunità Energetica Rinnovabile, la quale comprende una prima parte di inquadramento normativo e una seconda parte dedicata allo sviluppo dello Studio di Fattibilità, dove vengono analizzati i dati raccolti di consumo degli enti coinvolti e degli impianti di produzione dell'energia elettrica all'interno della CER.

Verrà poi analizzata la forma giuridica scelta, ovvero la Fondazione di partecipazione, e descritto in breve quello che sarà il regolamento per far parte della CER "S.A.Ba.R. ENERGY".

La parte finale dell'elaborato è dedicata alla analisi economica, in particolare verrà effettuato un confronto della redditività degli investimenti dei due impianti fotovoltaici considerando lo scenario dove viene riconosciuto dal GSE il contributo per la condivisione dell'energia all'interno della CER e lo scenario dove ciò non avviene.

# INDICE

<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>2</b>
<b>INDICE.....</b>	<b>3</b>
<b>CAPITOLO 1 -S.A.Ba.R. S.p.A.....</b>	<b>6</b>
<i>1.1 Il contesto aziendale .....</i>	<i>6</i>
<i>1.2 Descrizione delle attività.....</i>	<i>7</i>
<b>CAPITOLO 2 -IMPIANTI FOTOVOLTAICI .....</b>	<b>10</b>
<i>2.1 Fase di progettazione degli impianti fotovoltaici.....</i>	<i>17</i>
<i>2.2 Rete Elettrica.....</i>	<i>22</i>
<i>2.3 Mercato Elettrico .....</i>	<i>27</i>
<i>2.4 Impianti fotovoltaici in S.A.Ba.R. ....</i>	<i>31</i>
<i>2.4.1 Analisi impianto fotovoltaico da 440kWp .....</i>	<i>32</i>
<i>2.4.2 Analisi impianto fotovoltaico da 1 MWp .....</i>	<i>35</i>
<b>CAPITOLO 3 -COMUNITÀ ENERGETICHE .....</b>	<b>37</b>
<i>3.1 Inquadramento normativo .....</i>	<i>37</i>
<i>3.1.1 Dlgs 199/2021 .....</i>	<i>38</i>
<i>3.1.2 Dlgs del 7 dicembre 2023 n. 414 .....</i>	<i>41</i>

<b>3.2 Comunità Energetiche Rinnovabili: principi generali</b> .....	48
<b>CAPITOLO 4 -STUDIO DI FATTIBILITÀ</b> .....	51
<b>4.1 Caso studio, cabina primaria di S.A.Ba.R.</b> .....	51
<b>4.2 Algoritmi di supporto</b> .....	55
<b>4.2.1 Curve di consumo divise per fasce orarie</b> .....	55
<b>4.2.2 Curve di consumo quart'orarie</b> .....	57
<b>4.2.3 Stima produzione impianti fotovoltaici</b> .....	57
<b>4.3 Analisi dati</b> .....	59
<b>4.3.1 Analisi mensile</b> .....	59
<b>4.3.2 Analisi settimanale</b> .....	60
<b>4.4 Analisi complessiva</b> .....	62
<b>CAPITOLO 5 -STATUTO E REGOLAMENTO</b> .....	63
<b>5.1 Regolamento</b> .....	63
<b>5.2 Forma giuridica</b> .....	65
<b>CAPITOLO 6 -ANALISI ECONOMICA</b> .....	68
<b>6.1 Quantificazione dei costi</b> .....	68
<b>6.2 Ricavi dalla CER</b> .....	68
<b>6.3 Calcolo del VAN e della redditività dell'investimento</b> .....	70

<b>6.3.1 VAN impianto 440 kWp</b> .....	71
<b>6.3.2 VAN impianto 1 MWp</b> .....	73
<b>CAPITOLO 7 -CONCLUSIONI</b> .....	74
<b>SITOGRAFIA</b> .....	78
<b>RINGRAZIAMENTI</b> .....	79

# **CAPITOLO 1 -S.A.Ba.R. S.p.A.**

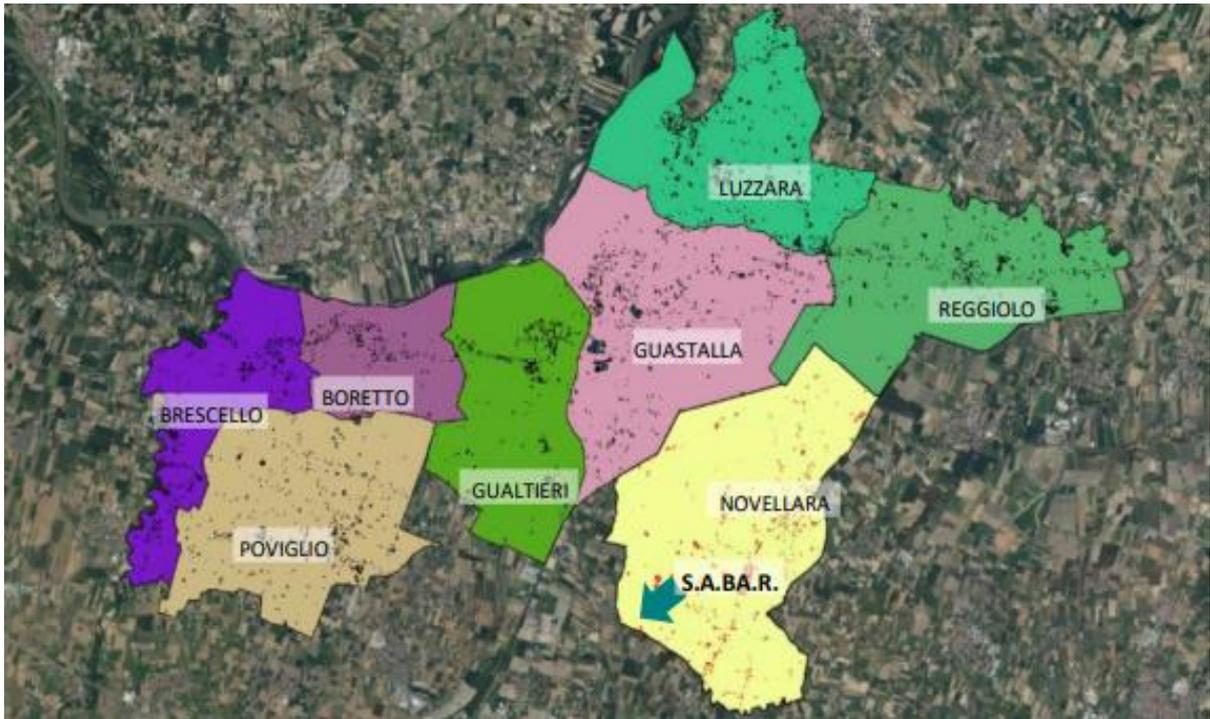
## ***1.1 Il contesto aziendale***

La S.A.Ba.R., acronimo di Servizi Ambientali Bassa Reggiana, nasce per volontà degli otto comuni dell'ex "Comprensorio della Bassa Reggiana", ovvero Boretto, Brescello, Gualtieri, Guastalla, Luzzara, Novellara, Poviglio e Reggiolo, di crearsi una discarica per smaltire i rifiuti urbani da essi prodotti.

La discarica di Novellara nasce nel 1982 e la gestione dell'impianto, fino al settembre del 1994, è stata condotta dal Comune di Novellara. Grazie alla Legge 142/90, che rilascia ai comuni la possibilità di costruire società, avanza la volontà di affidare la gestione della discarica e della raccolta dei rifiuti nei Comuni ad un unico soggetto e viene fondata la S.A.BA.R. S.p.a.

Il 10 gennaio 2011 S.A.Ba.R. Spa si scinde in due società distinte:

- S.A.BA.R. S.p.A. che continua ad occuparsi della gestione dell'impianto
- S.A.Ba.R. Servizi S.r.l. che rileva il ramo d'azienda della raccolta, dei servizi e della gestione dei Centri di Raccolta



*Figura 1: Localizzazione dell'impianto di S.A.Ba.R. nel contesto dei comuni soci*

S.A.Ba.R. opera nel contesto locale degli otto Comuni Soci per essere sempre di più un punto di riferimento in materia di smaltimento e recupero rifiuti, gestione dell'energia e della pubblica illuminazione, gestione dei cimiteri nonché di altre attività connesse alle esigenze dei Comuni per risolvere problemi e criticità con il migliore rapporto qualità/prezzo. L'obiettivo che si prefigge è quello di garantire un'elevata qualità dei servizi offerti per trasmettere credibilità, affidabilità e trasparenza alle Comunità locali.

## ***1.2 Descrizione delle attività***

S.A.Ba.R. Servizi S.r.l. effettua le seguenti attività:

- Gestione post-operativa dei bacini della discarica;
- Gestione dell'impianto per la captazione del biogas;

- Recupero del biogas di discarica mediante motori endotermici per la produzione di energia elettrica (R1), destinata all'autoconsumo e all'immissione nella rete elettrica nazionale
- Servizi di raccolta e trasporto di rifiuti urbani;
- Servizi di spazzamento strade;
- Servizio di trasporto di rifiuti speciali;
- Gestione dei centri di raccolta comunali;
- Gestione della stazione di trasferimento dei rifiuti biodegradabili di mense e cucine EER 200108;
- Gestione dell'illuminazione pubblica e servizi di efficientamento energetico;
- Gestione dei servizi cimiteriali;
- Manutenzione ordinaria del verde pubblico, delle strade, dell'arredo urbano e degli immobili comunali;

S.A.Ba.R. S.p.A., invece, effettua le seguenti attività nel sito di via Levata a Novellara:

- Recupero di rifiuti legnosi mediante le operazioni di recupero R3 ed R13 per la produzione di cippato di legno biocombustibile e ammendante vegetale semplice non compostato;
- Recupero di rifiuti di carta/cartone e plastica mediante le operazioni di selezione e pressatura R3 e R12 nel capannone della frazione secca;
- Recupero di rifiuti tra cui plastiche, ingombranti, imballaggi misti, legno e pneumatici mediante trattamenti di selezione, separazione componenti recuperabili e/o triturazione;
- Gestione della piattaforma ecologica dove si svolgono attività di messa in riserva (R13) e deposito preliminare (D15);

- Intermediazione senza detenzione di rifiuti non pericolosi;
- Gestione delle acque reflue mediante invio tramite condotta fognaria all'impianto di depurazione di Villa Seta in frazione di Cadelbosco Sopra;
- Gestione degli impianti fotovoltaici sul capannone della frazione secca e sui bacini della discarica;
- Recupero calore in esubero dalla centrale di cogenerazione utilizzato per il riscaldamento delle serre e come teleriscaldamento per i fabbricati aziendali;
- Attività di coltivazione dell'alga spirulina nelle serre.



*Figura 2: Vista aerea del sito impiantistico di S.A.Ba.R.*

## CAPITOLO 2 -IMPIANTI FOTOVOLTAICI

L'energia solare ha natura elettromagnetica: dalle reazioni solari, infatti, si origina energia radiante che può essere convertita direttamente in energia utile con impianti fotovoltaici (energia elettrica) o solari termici (energia termica o elettrica). L'energia irradiata dal sole si propaga nello spazio e può essere quantificata, prendendo il nome di costante solare, in 1.353 kW/m<sup>2</sup>. L'energia che incide sulla superficie di un pannello solare è pari alla costante solare, ma dipende dall'angolo che i raggi del sole incidenti formano con la perpendicolare alla superficie del pannello stesso; l'angolo evidenziato è funzione sia della posizione del pannello che di quella del sole e pertanto dipende dal tempo; infatti, indicando con  $C_s$  la costante solare, il valore della radiazione solare  $I$ , fuori dall'atmosfera, è pari a:  $I = C_s * \cos\theta$

La radiazione solare che colpisce la superficie della terra è decisamente minore rispetto a quanto può essere calcolato con la relazione sopra a causa dell'attraversamento dell'atmosfera. Infatti, ci sono diversi fattori che portano alla dispersione della radiazione solare, come si può notare nello schema sottostante:

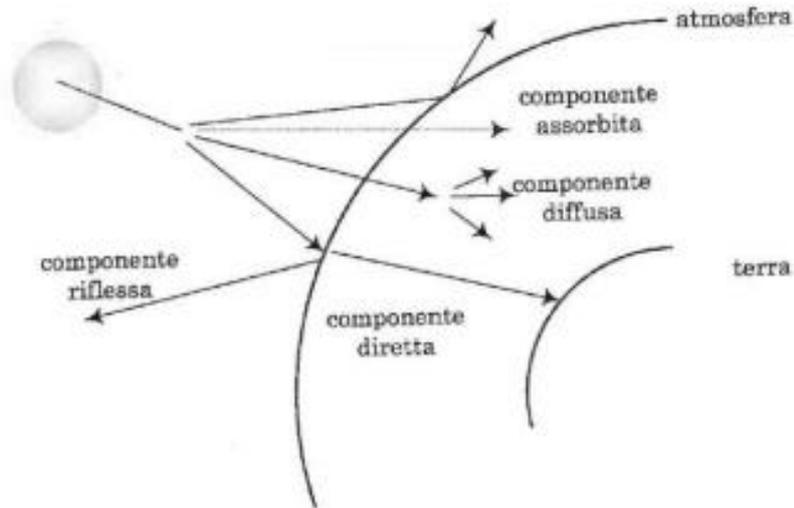


Figura 3: rappresentazione incidenza della radiazione solare sulla terra

Quando la radiazione solare giunge sulla superficie della terra ha dunque un valore massimo, nelle migliori delle ipotesi, che può essere assunto pari a  $1 \text{ kW/m}^2$  indicato con  $I_{tot}$ ; tale valore è evidentemente minore di quello della costante solare.

È necessario considerare però che un pannello solare posto sulla superficie terrestre è colpito da tre diverse forme di radiazione:

- la componente diretta ( $I_{dir}$ )
- la componente diffusa ( $I_{rif}$ );
- la componente dovuta alla riflessione del terreno ( $I_{rif}$ ).

In conclusione, risulta quindi:

$$I_{tot} = I_{dir} + I_{dif} + I_{rif}$$

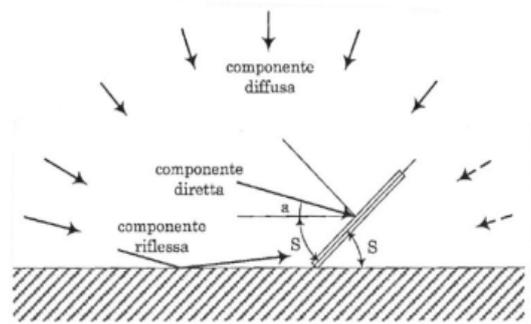


Figura 4: schema componenti della radiazione solare che incidono sul pannello

I pannelli fotovoltaici, o moduli, sono sistemi in grado di convertire la radiazione luminosa che li colpisce in energia elettrica; il principio fisico alla base di quanto detto è il fenomeno per cui un opportuno materiale (semiconduttore), se irradiato dalla luce, innesca un flusso di elettroni ovvero una corrente elettrica. È possibile esprimere un rendimento di conversione, da energia della radiazione solare ad energia elettrica

risultante ( $E_{el}$ ) come:  $\eta_f = \frac{E_{el}}{I}$

L'effetto fotovoltaico, così chiamato il principio di trasformazione della radiazione solare, è svolto dalla componente basilare dei moduli, ovvero le celle fotovoltaiche, le quali sono normalmente realizzate in silicio, che si presenta di solito di colore nero o blu. Le celle possono essere composte da diverse tipologie di silicio, ognuna con caratteristiche e rendimenti differenti:

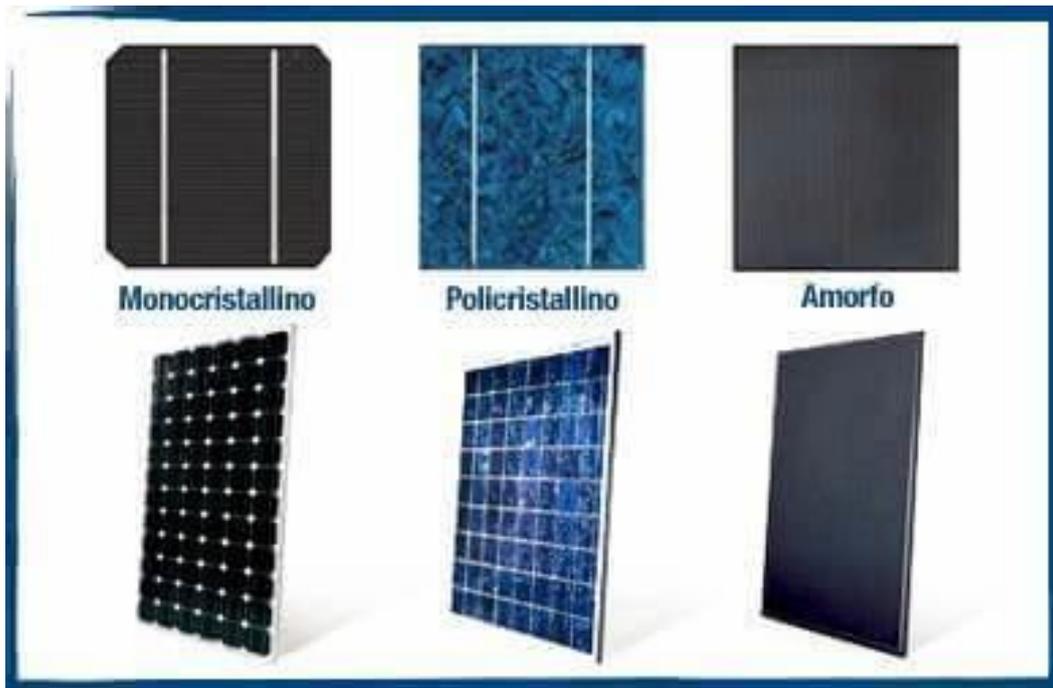
- *silicio monocristallino*: con un rendimento di conversione fino al 24%;
- *silicio policristallino*: che presenta efficienze di conversione fino al 18%;
- *silicio amorfo*: con una resa energetica dell'ordine del 6/7%.

Il silicio utilizzato necessita di particolari trattamenti per acquistare le caratteristiche di semiconduttore e poter dar luogo all'effetto fotovoltaico, tipicamente è soggetto ad un procedimento di cristallizzazione che ha la funzione di ricevere la luce in modo diretto e quindi produrre più energia.

Questo genere di trattamento però comporta che la molecola di silicio (e quindi successivamente il pannello fotovoltaico) debba essere orientato opportunamente verso sud ed inclinato opportunamente verso lo zenith (irraggiamento diretto). Così facendo si ottiene l'ottimizzazione della produzione elettrica. In caso non fosse possibile tale esposizione al sole, potrebbe essere consigliabile l'utilizzo di silicio non cristallizzato che ha il vantaggio di un costo industriale inferiore.

Si può affermare che il silicio cristallino funziona meglio con luce diretta mentre il silicio non cristallino (amorfo) funziona meglio con la luce diffusa. In particolare, la cella fotovoltaica può essere composta da elementi molecolari con un solo cristallo (monocristallino) oppure con cristalli sparsi (policristallino). In particolare, la cella monocristallina viene realizzata, perciò, con trattamenti più costosi, ma che rendono la resa energetica del pannello fotovoltaico, su certe latitudini, superiore rispetto a quelle formate da silicio policristallino.

Essendo differenti i tassi di conversione dell'energia fotonica in energia elettrica a seconda del materiale usato appare chiaro che per ottenere un kilowatt di potenza sia necessaria una quantità inferiore di silicio cristallizzato che non di amorfo.



*Figura 5: differenza strutturale delle celle fotovoltaiche*

Le singole celle sono connesse tra loro in serie o in parallelo in modo da raggiungere le caratteristiche elettriche richieste dal carico; più celle in serie aumentano la tensione in uscita, mentre più celle in parallelo la corrente; tali collegamenti vengono realizzati a formare i tipici elementi strutturali dei generatori fotovoltaici, ovvero i moduli, i pannelli e le stringhe.

I moduli in serie forniscono la tensione richiesta e le stringhe in parallelo la corrente. La potenza di un impianto fotovoltaico è quindi pari alla somma degli elementi che lo costituiscono; a tal proposito si precisa che la potenza dichiarata è riferita al picco, ovvero alla massima potenza elettrica generabile e garantita dal costruttore.

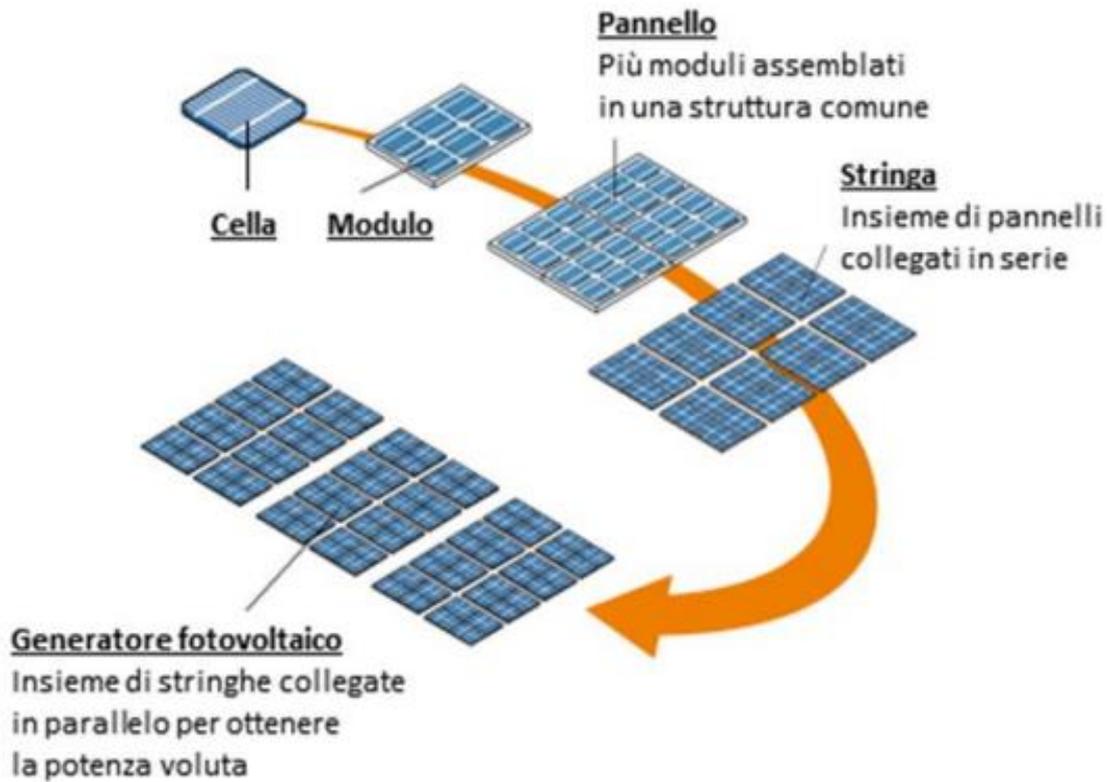


Figura 6: schema impianto fotovoltaico

Lo schema di un impianto fotovoltaico può essere determinato generalmente dalla presenza o meno di connessione con la rete elettrica di distribuzione; è possibile distinguere, infatti, tra le seguenti configurazioni:

- sistema isolato o stand alone;

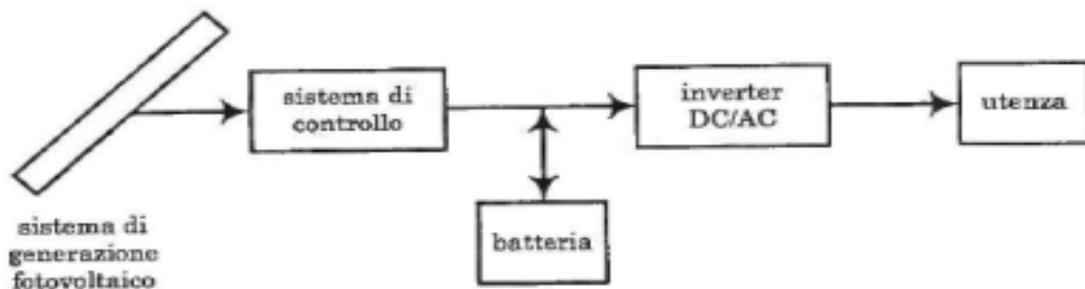


Figura 7: schema sistema stand alone

- sistema connesso o grid-connected;

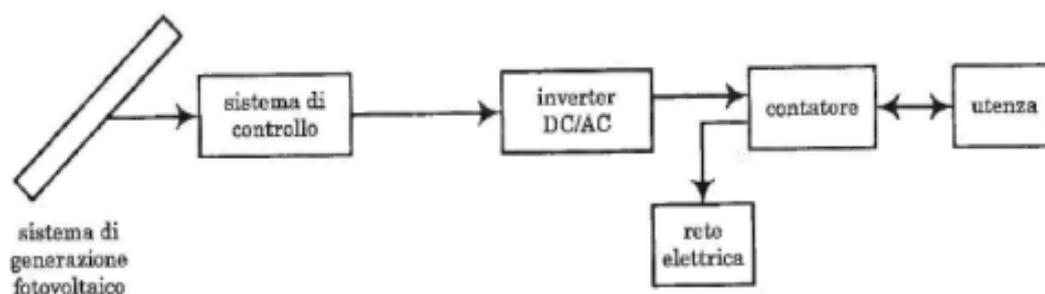


Figura 8: schema sistema grid-connected

In entrambi i due tipi di sistemi si osserva la presenza di un sistema di controllo e di un inverter; il primo deve essere predisposto per consentire di ottenere dal generatore fotovoltaico il massimo dell'energia utilizzabile in funzione delle condizioni al contorno del generatore e dell'utenza. L'inverter ha il compito di convertire la corrente continua prodotta dai pannelli, in corrente alternata utilizzabile dall'utenza.

Nel caso del sistema isolato si parla di un impianto non allacciato alla rete elettrica di distribuzione nazionale, sono dispositivi autonomi in grado di fornire elettricità a utenze difficilmente raggiungibili dalla rete elettrica di distribuzione. Questi impianti sono sempre abbinati a batterie per fotovoltaico che immagazzinano l'energia in surplus durante la giornata per poi renderla disponibile in caso di necessità in un secondo momento.

I sistemi grid-connected scambiano invece energia elettrica con la rete di distribuzione; nel complesso, questo tipo di sistemi impiegano la rete elettrica come sistema di accumulo. L'energia prodotta dai pannelli è immessa in rete se in eccesso rispetto alla richiesta dell'utenza; in alternativa si assorbe energia dalla rete per integrare la produzione dei pannelli o nei periodi di mancata produzione.

## ***2.1 Fase di progettazione degli impianti fotovoltaici***

Gli impianti fotovoltaici devono essere realizzati come prescritto dalle normative vigenti, in particolare dalla normativa CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione. Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore viene effettuato tenendo conto, oltre della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali come ombreggiamento e albedo.

L'energia generata dipende da diversi fattori quali:

- il sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- l'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientamento (Azimut);

- eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per mismatch o mancata corrispondenza tra pannelli, con conseguenti variazioni minime di rendimento
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System)

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a) Perdite per riflessione.
- b) Perdite per ombreggiamento.
- c) Perdite per mismatching.
- d) Perdite per effetto della temperatura.
- e) Perdite nei circuiti in continua.
- f) Perdite negli inverter.
- g) Perdite nei circuiti in alternata.

Inoltre, un fattore molto importante da considerare è quello dell'anzianità dell'impianto; infatti, è stato stimato che le celle fotovoltaiche durante il loro periodo di vita hanno un calo del rendimento nell'ordine dello 0,8% all'anno. Considerando, perciò, che le celle hanno una durata media di 20-25 anni, si può affermare che a fine vita un impianto fotovoltaico avrà un rendimento del 10-12% inferiore rispetto a quello che aveva all'inizio.

In fase di progettazione, per impianti a terra, è molto importante andare a posizionare i pannelli in modo da ottimizzare i loro rendimenti, in particolare viene posizionato verso sud, poiché questa posizione corrisponde alla direzione del sole a mezzogiorno dell'ora solare ed un angolo di orientamento ottimale che varia in base alle caratteristiche del sito. L'angolo di inclinazione ottimale per la zona geografica del nord Italia solitamente è di 35°, ma non è un valore fisso; infatti, maggiore è l'inclinazione, più sarà necessario aumentare la distanza tra i pannelli per evitare ombreggiature. Inoltre, una inclinazione maggiore comporta un aumento dei costi delle strutture, in modo tale da evitare effetti negativi dovuti all'azione del vento.

Se ci troviamo su una copertura, invece, è proprio quest'ultima che determina le caratteristiche di inclinazione e orientamento dei pannelli.

Un'altra componente fondamentale di un impianto fotovoltaico sono gli inverter che, come detto precedentemente, sono dispositivi che permettono di convertire l'energia continua, ovvero un tipo di corrente elettrica in cui la direzione del flusso di elettroni rimane costante, cioè la sua tensione rimane stabile nel tempo, prodotta dai pannelli, in energia alternata, un tipo di corrente elettrica in cui la direzione del flusso di elettroni cambia continuamente, cioè la tensione ha un andamento variabile e oscillatorio, grazie ad un circuito di conversione.

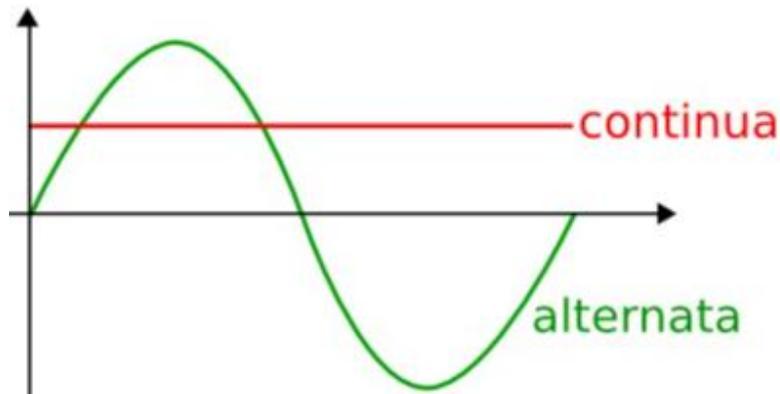


Figura 9: curve corrente continua e corrente alternata

Il funzionamento di un inverter può essere descritto in questi passaggi:

1. Ingresso di corrente continua: l'inverter riceve la corrente continua da una fonte di alimentazione;
2. Conversione della corrente: la corrente continua viene convertita in corrente alternata tramite un circuito di conversione all'interno dell'inverter. Questo circuito può utilizzare una varietà di tecnologie, come la modulazione di larghezza di impulso (PWM), un segnale in grado di regolare la tensione in uscita a partire da una sorgente in corrente continua e, allo stesso tempo, di limitare notevolmente la potenza dissipata dal sistema elettrico;
3. Regolazione della tensione e della frequenza: il circuito di conversione deve anche regolare la tensione e la frequenza della corrente alternata in uscita, per garantire che gli apparecchi elettrici alimentati dall'inverter funzionino correttamente;
4. Uscita della corrente alternata: la corrente alternata viene immessa in un circuito di uscita dell'inverter, che la invia alle apparecchiature elettriche;

5. Protezione: per evitare di danneggiare l'inverter e gli apparecchi elettrici, è presente un sistema di protezione che rileva eventuali problemi come sovratensioni o surriscaldamenti, perciò agisce di conseguenza;
6. Controllo: un circuito di controllo è presente per monitorare e regolare il funzionamento dell'inverter, per esempio, per regolare la corrente in ingresso e in uscita, e per fornire informazioni sullo stato dell'inverter.

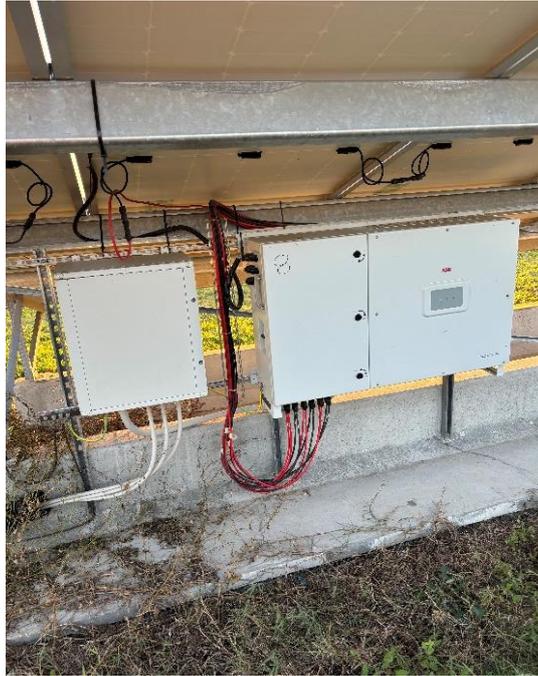
La posizione dell'inverter può essere principalmente di due tipologie:

1. Inverter centralizzato: un unico inverter che gestisce tutto l'impianto, dove tutte le stringhe fotovoltaiche sono collegate a diversi ingressi di un medesimo inverter di grande potenza;



*Figura 10: Inverter centralizzato*

2. Inverter di stringa: sono la tipologia più diffusa. Sono collegati ad una stringa e solitamente vengono installati in campo.



*Figura 11: Inverter di stringa*

Tutta la parte di controllo del funzionamento dell'impianto è inserita nella cabina, dove vengono installati i contatori di immissione e di prelievo e quello che registra la produzione dell'impianto, i quadri elettrici e il trasformatore, che ha il compito di trasformare la bassa tensione prodotta dall'impianto fotovoltaico, in media tensione, la quale verrà poi immessa in rete.

Importante è la posizione della cabina e degli inverter rispetto ai pannelli, la quale solitamente è baricentrica, così da avere meno perdite per effetto Joule (trasformazione energia elettrica in calore) e avere una riduzione dei costi, in quanto i cavi di bassa tensione sono più costosi rispetto a quelli di media tensione.

## ***2.2 Rete Elettrica***

L'energia elettrica prodotta nelle centrali, a causa dei limiti tecnologici, deve essere consumata subito. Il metodo di immagazzinamento dell'energia più diffuso è attraverso

l'utilizzo di batterie, le quali possono immagazzinare una quantità di energia relativamente bassa e per poco tempo. È presente anche un sistema di immagazzinamento dell'energia nelle centrali idroelettriche, dove di notte, quando la richiesta di energia è più bassa, raccolgono l'acqua per poi, grazie all'utilizzo di pompe, utilizzarla quando cresce la domanda durante il giorno.

Il dispacciamento è quell'attività fondamentale di gestione dei flussi di energia, dove, in funzione della curva della domanda di energia elettrica, coordina la produzione, definendo quali centrali devono essere attivate, quali spente e quali devono modificare la quantità prodotta a seconda delle esigenze dell'intero sistema.

In Italia l'attività di dispacciamento viene svolta da Terna, la società che gestisce la rete di trasmissione nazionale in alta tensione. Questa gestione, che è in tempo reale, del sistema elettrico, viene condotta attraverso un sistema di monitoraggio altamente innovativo e tecnologico che fa capo al Centro Nazionale di Controllo, centro nevralgico del sistema elettrico nazionale italiano che coordina gli altri centri sul territorio, garantisce il monitoraggio del sistema ed esercita l'attività di dispacciamento, intervenendo con indicazioni ai produttori e ai centri di teleconduzione in modo da modulare, di volta in volta, l'offerta e l'assetto della rete. Dal Centro Nazionale di Controllo, Terna gestisce circa 75.000 km di infrastrutture, monitora centinaia di reti elettriche, le interconnessioni con l'estero, che sono circa 26, e i collegamenti incavo sottomarino.

La vita dell'energia elettrica è composta da tre fasi:

1. Produzione;
2. Trasmissione;

### 3. Distribuzione.

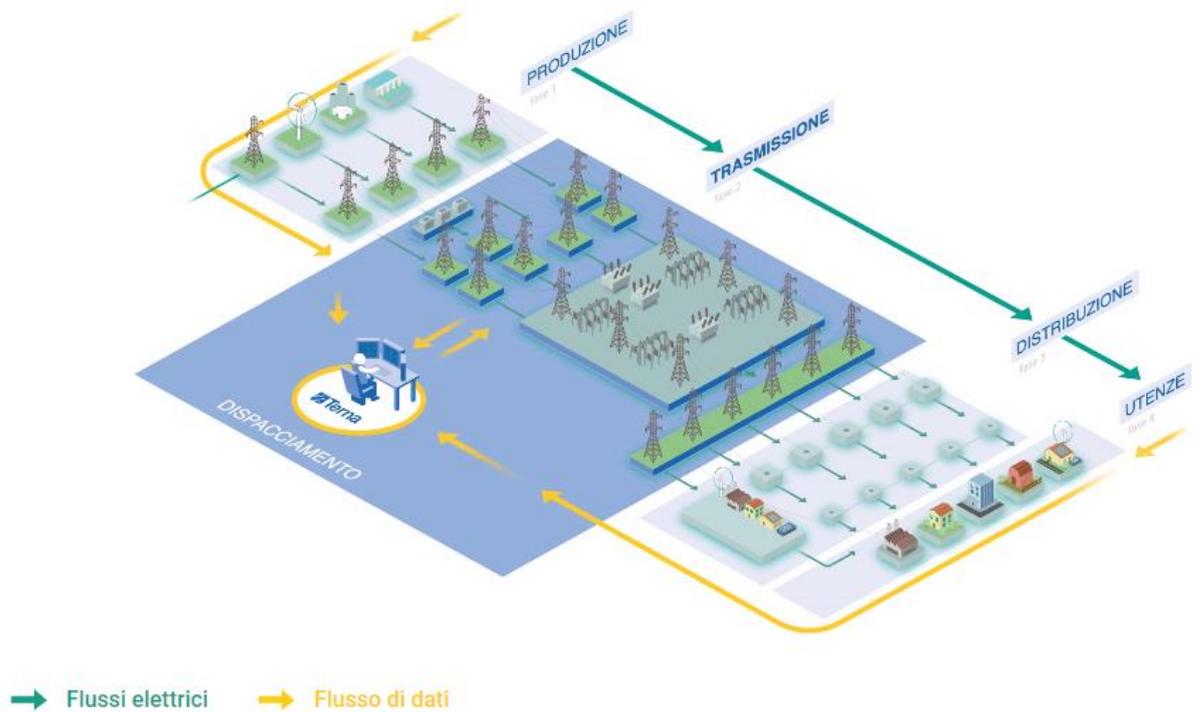


Figura 12: rappresentazione rete elettrica

L'energia elettrica è una fonte secondaria, poiché non esiste in natura, e deve essere ricavata da fonti primarie come gas, solare, eolico o altri sistemi che impiegano l'utilizzo di materiali esistenti in natura. La produzione avviene in centrali elettriche, dove si ha la trasformazione dell'energia derivante da fonti primarie in elettricità. Le centrali elettriche possono essere di diverso tipo, a seconda della fonte primaria utilizzata si dividono in:

- Centrali Termoelettriche, dove vengono bruciati o carbone o gas o petrolio;
- Centrali Eoliche, che sfruttano la forza del vento;
- Centrali Fotovoltaiche, che sfruttano l'irradiazione solare;
- Centrali Nucleari;
- Centrali Idroelettriche;

- Centrali a Biomassa;
- Centrali che sfruttano l'energia Mareomotrice;
- Centrali Geotermiche.

L'Italia non è un Paese autosufficiente per quanto riguarda la produzione di energia elettrica; quindi, la quota parte di energia di cui ha bisogno per coprire il fabbisogno deve esser importata, principalmente da Francia e Svizzera.

Nel 2022, secondo i dati raccolti da Terna, la Potenza efficiente lorda, un parametro che si riferisce alla potenza massima possibile di un impianto misurata ai morsetti, è risultata pari a 123,3 GW, con un incremento del 3% rispetto all'anno precedente. In particolare, con 61,1 GW la capacità rinnovabile, ha raggiunto il 50% del totale installato nel nostro Paese, con un aumento rispetto al 2021 del 5,3%.

La Potenza efficiente lorda è suddivisa in questo modo:

- 63,3 GW dal termoelettrico;
- 23,2 GW dall'idroelettrico;
- 25,1 GW dal fotovoltaico;
- 11,8 GW dall'eolico;
- 0,8 GW dal geotermico.

L'energia prodotta dalle centrali viene raccolta dalle linee di trasmissione per essere trasportata alle linee di distribuzione e successivamente agli utenti utilizzatori, definiti carichi. La trasmissione è composta da 75.000 km di linee elettriche e circa 900 stazioni elettriche di trasformazione e smistamento. In Italia, come detto precedentemente, il

proprietario e gestore dell'infrastruttura di trasmissione è Terna, che viene definito TSO, ovvero Transmission System Operator. Questo settore, a differenza della produzione, non è gestito in regime di libero mercato, ma il gestore è un unico soggetto su tutto il territorio e agisce in regime di monopolio nazionale. La gestione di una struttura così delicata deve essere in capo necessariamente a un'unica figura di riferimento. I costi di gestione vengono pagati in bolletta dai consumatori, perciò, affinché Terna si comporti in modo corretto ed equo nei confronti di quest'ultimi, è soggetta a monitoraggio da parte di ARERA, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, un ente pubblico amministrativo indipendente.

La rete di distribuzione è una infrastruttura molto ramificata che permette all'elettricità di giungere fino al consumatore finale, partendo dalle cabine primarie, il punto di confine tra la fase di trasmissione e quella di distribuzione. In queste cabine sono presenti dei trasformatori che hanno il compito di abbassare il livello di alta tensione utilizzato da Terna per la trasmissione, tipicamente tra 220 kV e 130 kV, ad un livello definito di media tensione, tra 15 kV e 20 kV. Da qui partono tutte le linee di media tensione che si diramano per le città e le campagne, in particolare la rete italiana di media tensione si dirama per 350 mila km, circa nove volte la circonferenza terrestre.

Il livello di media tensione è, però, troppo elevato da poter essere gestito dalle apparecchiature di uso domestico, per questo entrano in gioco le cabine secondarie, che hanno lo scopo di trasformare la media tensione in bassa tensione, in particolare 400 V per le attività commerciali e 230 V per le abitazioni.

Come la trasmissione, anche la distribuzione non può essere gestita in regime di libera concorrenza, ma viene gestita per zone da un unico soggetto in concessione, sottoposto

al controllo delle autorità. I costi di gestione di questa parte sono presenti in bolletta e per questo ci deve essere l'autorità che vigila sul loro operato a tutela dei consumatori. L'unica differenza rispetto alla trasmissione è che Terna opera in regime di monopolio nazionale, mentre le reti di distribuzione vengono gestite in zone in regime di monopolio locale; pertanto, non esiste un unico soggetto che gestisce l'intera rete, ma tante società diverse che ne gestiscono una porzione, in particolare in Italia ne esistono circa 120.

### ***2.3 Mercato Elettrico***

Il modello sul quale si basa il mercato dell'energia elettrica in Italia e in Europa è chiamato "Sistema di prezzo Marginale". L'offerta è costituita dalle centrali di produzione dell'energia elettrica, mentre la domanda è costituita dai consumatori. L'organo che gestisce la domanda e l'offerta è chiamato GME, ovvero Gestore dei Mercati Energetici.

I produttori il giorno prima dichiarano quanto potrebbero produrre il giorno dopo, ora per ora e a che prezzo la venderebbero sul mercato, indipendentemente dalla fonte di produzione. Il GME, che ha le stime di quanta energia serve, inizia a raccogliere l'energia dai produttori, cominciando da quelli che hanno dichiarato il prezzo di vendita più basso, fino a poi saturare il fabbisogno facendo entrare in produzione le centrali che producono elettricità a prezzi sempre più crescenti.

Le centrali termoelettriche a gas sono quelle che hanno costi di produzione più alti, mentre le centrali alimentate da fonti rinnovabili hanno i costi più bassi, poiché non devono comprare la fonte primaria da trasformare in energia elettrica. In particolare, in ordine crescente di costo, abbiamo:

1. Solare;
2. Idroelettrico;
3. Eolico;
4. Carbone;
5. Centrali a gas.

In Europa il prezzo dell'energia elettrica viene fatto in base al prezzo dell'ultima offerta accettata, detta "Marginale", che è la più alta. Ciò significa che tutti i produttori vengono pagati in base al prezzo dell'ultima offerta, che è inevitabilmente quella del gas, poiché le centrali termoelettriche a gas, oltre ai costi di gestione, subiscono anche i costi della materia prima. Tale prezzo dell'ultima offerta accettata dal GME è definito PUN, Prezzo Unico Nazionale, il quale varia ora per ora per ogni giorno della settimana.

Per questa ragione, confrontando le curve dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, si può notare un andamento quasi identico.



Figura 13: grafico andamento prezzo gas



Figura 14.: andamento PUN

Le fasce orarie sono quelle definite da ARERA da Delibera 181/06, ovvero:

- F1: dalle 8 alle 19, da lunedì a venerdì;

- F2: dalle 7 alle 8 e dalle 19 alle 23 da lunedì a venerdì; dalle 7 alle 23 del sabato;
- F3: dalle 23 alle 7 da lunedì a sabato; tutte le ore di domenica e dei giorni festivi.

La fascia F1 rappresenta l'intervallo in cui è presente il consumo maggiore, dove tutte le attività sono operative; ciò fa aumentare la domanda e di conseguenza anche il prezzo dell'energia. F2 è la fascia che rappresenta il consumo intermedio, generalmente con un prezzo inferiore rispetto a quello di F1. La terza fascia F3 rappresenta l'intervallo dove si registra il minimo della domanda di energia elettrica giornaliera, quindi il prezzo più basso.

Le fasce orarie si possono applicare in modo diverso, a seconda del tipo di contratto:

- Trioraria: sono presenti tutte e tre le fasce in modo distinto;
- Bioraria: fascia F1 e fascia unica F2+F3;
- Monoraria: è presente un'unica fascia composta da F1+F2+F3, chiamata fascia F0, dove il prezzo è bloccato per tutte le ore del giorno.

Il contatore può registrare i consumi mensili per ognuna delle tre rispettive fasce, oppure può registrarli attraverso la conversione in curve di carico, dove vengono riportati i consumi per ogni quarto d'ora.

Esiste poi un altro tipo di prezzo che viene considerato, il Prezzo Zonale (PZ), ovvero il prezzo orario di equilibrio che si forma sul mercato dell'energia elettrica in ciascuna zona, geografica e virtuale, rappresentativa di una porzione della rete elettrica nazionale

italiana. Le zone in cui è suddivisa l'Italia sono 7: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

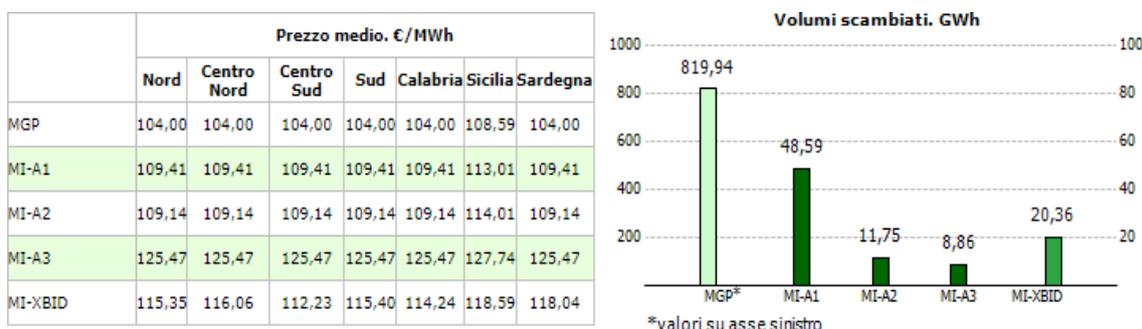


Figura 15: esempio andamento del PZ dal sito del GME

Proprio sul prezzo zonale si basa la remunerazione dell'energia prodotta e ceduta al GSE, il Gestore dei Servizi Energetici; quest'ultimo ricopre un ruolo centrale nell'incentivazione economica dell'uso dell'energia proveniente da fonti rinnovabili in Italia e nel ritiro commerciale e vendita dell'energia sul mercato

## 2.4 Impianti fotovoltaici in S.A.Ba.R.

Attualmente S.A.Ba.R. dispone di quattro impianti fotovoltaici attivi; tre dei quali, dalla potenza di 1 MW, sono realizzati sui bacini della discarica di rifiuti urbani e speciali non pericolosi, la quale copertura definitiva è avvenuta nel 1994, pertanto il volume di rifiuti sottostante si è già parzialmente stabilizzato. Il quarto impianto è stato realizzato a dicembre 2010 sulla falda a Sud del capannone all'interno del quale avviene la lavorazione di selezione e pressatura della "frazione secca" dei rifiuti ed ha una potenza pari a 155KW.

Sono in fase di costruzione due ulteriori impianti fotovoltaici: il primo verrà costruito sempre sul bacino della discarica e avrà una potenza di 1.4 MW e verrà utilizzato per

autoconsumo; il secondo sarà integrato alla tettoia di un capannone all'interno del quale verranno svolte operazioni di recupero su rifiuti ingombranti, avrà una potenza di 440 kW e verrà inserito nella comunità energetica.

I primi due impianti dalla potenza di 1 MW sono stati realizzati nel 2011 ed occupano una superficie di 60.000 mq. Tutta l'energia prodotta viene immessa in rete, servendo all'incirca 2100 abitanti e con la quale, secondo la previsione, si riuscirà in 20 anni ad evitare la produzione di circa 27.000 tonnellate di  $CO_2$ .



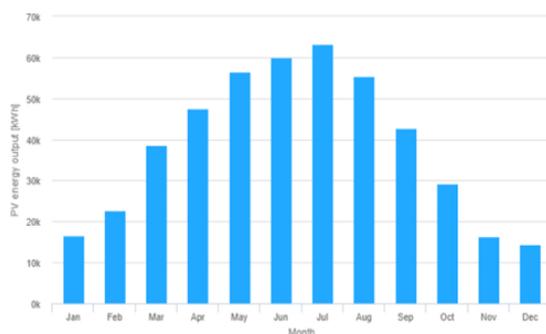
*Figura 16: Immagine S.A.Ba.R. 2013*

#### ***2.4.1 Analisi impianto fotovoltaico da 440kWp***

L'impianto fotovoltaico da 440kWp è ancora in fase di costruzione, la produzione è finalizzata all'immissione in rete, in particolare soddisferà i bisogni derivanti dalla comunità energetica.

L'impianto, denominato "Impianto FV", d'ora in poi chiamato "impianto da 440 kWp", è di tipo grid-connected. Ha una potenza totale pari a 439.855 kW e una produzione di energia annua pari a 462 957.61 kWh (equivalente a 1 052.52 kWh/kW), derivante da 871 moduli che occupano una superficie di 2 099.11 m<sup>2</sup>, ed è composto da 2 generatori. È composto da 871 moduli collegati a 4 inverter. Grazie al sistema PVGIS, Photovoltaic Geographical Information System, è possibile fare una stima della produzione mensile di energia dell'impianto e dell'irradiazione solare che lo colpisce, basta inserire come input le coordinate del sito, l'inclinazione e l'orientamento dei pannelli e definire una percentuale di perdite, che in questo caso è assunta pari al 20%.

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

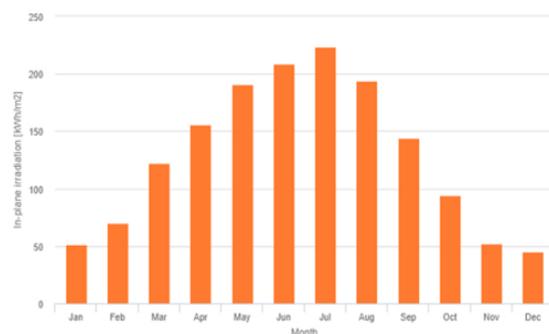


Figura 17: grafici energia prodotta dall'impianto e radiazione solare che incide sull'impianto

Il modello dei moduli è TRINA SOLAR - TSM-DE18M-505W, composto da celle in silicio monocristallino a forma rettangolare, caratteristiche che ne migliorano l'affidabilità. La dimensione rettangolare delle celle permette di avere una gestione ottimale dell'ombreggiamento sul pannello, infatti, occupando meno spazio, permettono il funzionamento del maggior numero di celle in caso di ombreggiatura parziale. Il modulo conferisce una efficienza, grazie alle tecnologie utilizzate, di circa il 21%



Figura 18: immagine pannelli solari impiegati nell'impianto

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile	
Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	86.57
TEP risparmiate in 20 anni	1 591.12

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Tabella 1: risparmio di combustibile grazie all'impianto 440 kWp

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, oltre che alcune, derivanti dai processi di combustione, possono risultare tossiche per la salute umana, come gli NOx e l'Anidride Solforosa SO<sub>2</sub>. Nella seguente tabella vengono illustrati i quantitativi di emissioni in atmosfera che vengono evitati grazie alla realizzazione di questo impianto fotovoltaico:

Emissioni evitate in atmosfera				
Emissioni evitate in atmosfera di	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	219 441.91	172.68	197.68	6.48
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	4 033 102.51	3 173.73	3 633.20	119.12

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

Tabella 2: emissioni evitate in atmosfera grazie all'impianto 440 kWp

## 2.4.2 Analisi impianto fotovoltaico da 1 MWp

L'impianto, denominato "Impianto FV - 1 MW", d'ora in poi chiamato "impianto da 1 MWp", è di tipo grid-connected. Ha una potenza totale pari a 997.920 kW e una produzione di energia annua pari a 1 129 510.18 kWh (equivalente a 1 131.86 kWh/kW), derivante da 2 772 moduli che occupano una superficie di 5 072.76 m<sup>2</sup>, ed è composto da 2 generatori. L'inclinazione dei moduli è di 15° con un orientamento di circa 0°. Attraverso questo impianto è stato stimato che nei 20 anni seguenti all'installazione si avrà un risparmio di 3881,96 TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) e consentiranno la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

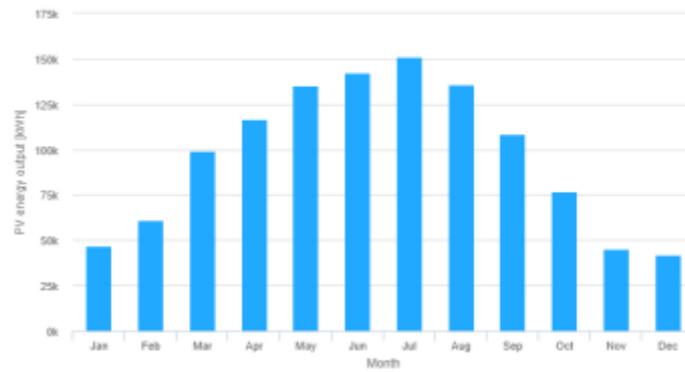
Emissioni evitate in atmosfera				
Emissioni evitate in atmosfera di	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	535 387.83	421.31	482.30	15.81
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	9 839 843.30	7 743.17	8 864.16	290.63

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL 2013

Tabella 3: emissioni evitate in atmosfera grazie all'impianto 1 MWp

Inserendo nel sistema PVGIS i dati inerenti al luogo dell'impianto e le caratteristiche dei pannelli, assumendo una percentuale di perdita pari al 22%, ottengo l'andamento grafico mensile dell'energia prodotta stimata dall'impianto fotovoltaico (*Figura 16*) insieme all'irradiazione solare che colpisce i pannelli (*Figura 17*).

**Monthly energy output from fix-angle PV system:**



*Figura 19: energia prodotta dall'impianto 1 MWp*

**Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**



*Figura 20: radiazione solare che colpisce i pannelli dell'impianto 1 MWp*

Poiché l'impianto è stato allacciato in rete ad agosto 2022, si può fare un confronto tra la produzione reale dell'impianto e quella stimata dal sistema PVGIS nell'anno 2023:

MESE:	IMMISSIONE IN RETE [kWh]:	PREVISIONE PVGIS [kWh]:	TOTALE:	DIFFERENZA:
GENNAIO	40.346,00	45.917,03	1.257.257,62	125.977,75
FEBBRAIO	76.907,00	59.377,71	1.131.279,87	11%
MARZO	104.522,00	96.568,75		
APRILE	137.686,00	113.722,01		
MAGGIO	128.219,00	131.852,79		
GIUGNO	152.077,00	138.628,51		
LUGLIO	164.130,00	147.202,46		
AGOSTO	146.341,00	132.218,13		
SETTEMBRE	121.996,00	105.825,52		
OTTOBRE	79.482,00	74.938,07		
NOVEMBRE	61.277,62	44.167,48		
DICEMBRE	44.274,00	40.861,41		

Tabella 4: confronto impianto da 1 MWp

Come si può dedurre dal calcolo soprariportato, nel corso dell'anno 2023 la produzione dell'impianto è stata maggiore di circa l'11% rispetto a quella stimata.

## CAPITOLO 3 -COMUNITÀ ENERGETICHE

### *3.1 Inquadramento normativo*

La transizione verso modi di produzione e consumo più sostenibili è diventata una delle grandi sfide della contemporaneità. Cogliendo le opportunità offerte dalle nuove tecnologie, i cittadini di tutto il mondo stanno già unendosi per riacquistare rilevanza nel settore energetico, attraverso azioni dirette e partecipate che mirano alla costruzione di una società più equa e sostenibile. Tutto ciò è fatto per rispettare la direttiva (UE) 2018/2001, la quale definisce gli obiettivi da raggiungere sul tema energetico entro il 2030, tra cui:

- Riduzione di almeno il 40% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990;
- Almeno il 32% di quota di energia da fonti rinnovabili del consumo di energia finale lordo dell'Unione entro il 2030;
- Aumento dell'impiego delle energie rinnovabili e miglioramento dell'uso dell'elettricità per decarbonizzare l'approvvigionamento energetico dell'Europa;
- Ricerca, innovazione e competitività.

### **3.1.1 Dlgs 199/2021**

In particolare, su questi obiettivi si basa il Decreto Legislativo 8/11/2021 n. 199, in vigore dal 15 dicembre 2021, che ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili. Il presente decreto definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, reca disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) in materia di energia da fonti rinnovabili.

*All'articolo 2 del presente decreto troviamo le definizioni utili in materia energetica, quali:*

- a) "energia da fonti rinnovabili": energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, termico e fotovoltaico, e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;*

- b) *"autoconsumatore di energia rinnovabile": cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta;*
- c) *"autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente": gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;*
- d) *"energia condivisa": in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato;*

*L'articolo 31 fornisce la definizione di "Comunità energetica rinnovabile" cioè:*

*1. I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili, purché siano rispettati i seguenti requisiti:*

- a) *l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari;*
- b) *la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, quelli del terzo settore e di protezione ambientale nonché' le*

*amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica;*

- c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;*
- d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b).*

Le comunità energetiche rinnovabili operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità;*
- b) l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità, mentre l'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;*
- c) i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini. L'energia può essere*

*condivisa nell'ambito della stessa zona di mercato, ferma restando la sussistenza del requisito di connessione alla medesima cabina primaria per l'accesso agli incentivi;*

*d) gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica realizzati dalla comunità sono entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, fermo restando la possibilità di adesione per impianti esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità;*

*e) la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica, interventi di efficienza energetica, nonché' offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità.*

### **3.1.2 Dlgs del 7 dicembre 2023 n. 414**

Il 24 gennaio 2024 è stato rilasciato dal MASE, Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, il Dlgs 7 dicembre 2023, n. 414, "Decreto CACER", dove vengono spiegati i punti principali sui quali stabilire la costituzione della comunità energetica:

All' Art. 3 vengono definiti quali sono i soggetti che possono far parte della CER e quali possono beneficiare degli incentivi:

*1. I soggetti beneficiari degli incentivi di cui al presente Titolo sono le configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile o CACER.*

*2. Gli incentivi di cui al presente Titolo si applicano a impianti a fonti rinnovabili, inclusi i potenziamenti, inseriti all'interno delle configurazioni di cui al comma 1 nel rispetto dei seguenti requisiti:*

*a) la potenza nominale massima del singolo impianto, o dell'intervento di potenziamento, risulta non superiore a 1 MW;*

*b) le CACER che accedono agli incentivi di cui al presente Titolo sono realizzate nel rispetto delle condizioni previste dagli articoli 30 e 31 del decreto legislativo n. 199 del 2021 e operano, in interazione con il sistema energetico, secondo le modalità individuate dall'articolo 32 del medesimo decreto legislativo;*

*c) le Comunità energetiche rinnovabili risultano già regolarmente costituite alla data di entrata in esercizio degli impianti che accedono al beneficio, e prevedono, nel caso di imprese, che la loro partecipazione in qualità di soci o membri sia consentita esclusivamente per le PMI;*

*d) gli impianti di produzione e i punti di prelievo facenti parte delle CACER sono connessi alla rete di distribuzione tramite punti di connessione facenti parte dell'area sottesa alla medesima cabina primaria fermo restando quanto disposto per le isole minori dall'articolo 32, comma 8, lettera e) del decreto legislativo n. 199 del 2021;*

*e) gli impianti posseggono i requisiti prestazionali e di tutela ambientale, ivi inclusi i criteri di sostenibilità di cui all'Allegato 3, necessari anche per rispettare il principio del*

*“Do No Significant Harm” (DNSH) e i requisiti costruttivi declinati nelle regole operative di cui all’articolo 11 del presente decreto;*

*f) l’investimento concorre al raggiungimento degli obiettivi climatici di cui all’allegato VI al Regolamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 12 febbraio 2021 che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza;*

*g) le CACER assicurano, mediante esplicita previsione statutaria, pattuizione privatistica, o, nel caso di autoconsumo individuale, dichiarazione sostitutiva di atto notorio, che l’eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di quota energia condivisa espresso in percentuale di cui all’Allegato 1, sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione; le CACER assicurano altresì, completa, adeguata e preventiva informativa a tutti i consumatori finali, che siano soci o membri o autoconsumatori che agiscono collettivamente facenti parte delle medesime configurazioni, sui benefici loro derivanti dall’accesso alla tariffa incentivante di cui all’articolo 4;*

*h) gli impianti rispettano i requisiti di cui all’articolo 8, comma 1, lettera a) del decreto legislativo n. 199 del 2021.*

*3. Non è consentito l’accesso agli incentivi di cui al presente Titolo:*

*a) alle imprese in difficoltà secondo la definizione riportata nella Comunicazione della Commissione Orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell’Unione europea C 249 del 31 luglio 2014;*

*b) ai soggetti richiedenti per i quali ricorre una delle cause di esclusione di cui all'articoli da 94 a 98 del decreto legislativo 31 marzo 2023 n. 36;*

*c) ai soggetti richiedenti che siano assoggettati alle cause di divieto, decadenza o sospensione di cui all'articolo 67 del decreto legislativo 6 settembre 2011, n. 159;*

*d) alle imprese nei confronti delle quali pende un ordine di recupero per effetto di una precedente decisione della Commissione Europea che abbia dichiarato gli incentivi percepiti illegali e incompatibili con il mercato interno;*

*e) ai progetti relativi all'idrogeno che comportino emissioni di gas a effetto serra superiori a 3 tCO<sub>2</sub>eq/t H<sub>2</sub>.*

All'art. 5 è riportata la procedura d'accesso agli incentivi e casi di decadenza:

*1. La domanda di accesso alle tariffe incentivanti di cui al presente Titolo è presentata entro i centoventi giorni successivi alla data di entrata in esercizio degli impianti esclusivamente tramite il sito [www.gse.it](http://www.gse.it). La domanda deve essere corredata dalla documentazione prevista per la verifica del rispetto dei requisiti di accesso di cui all'articolo 3, sulla base di quanto stabilito dalle regole operative di cui all'articolo 11.*

*2. La mancata comunicazione entro il termine di cui al comma 1 comporta la perdita del diritto al riconoscimento della tariffa spettante per il periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio dell'impianto e il giorno di ricevimento alla data della comunicazione tardiva.*

*3. Il GSE, entro l'ultimo giorno del terzo mese successivo dalla comunicazione di cui al comma 1, accerta la completezza della documentazione trasmessa e, in caso di esito positivo della verifica del rispetto dei requisiti di accesso, attribuisce la tariffa incentivante.*

*4. Il GSE dispone la decadenza degli incentivi di cui al presente titolo, con l'integrale recupero delle somme eventualmente già versate nei seguenti casi: a) perdita di uno o più dei requisiti di ammissibilità di cui all'articolo 3; b) dichiarazioni mendaci contenute nell'istanza di accesso al contributo o rese in qualunque altra fase del procedimento.*

*5. Il diritto alle tariffe incentivanti è altresì soggetto alla disciplina di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico del 31 gennaio 2014, nonché alle regole operative di cui all'articolo 11. 16*

*6. Alla copertura dei costi gestionali ed operativi sostenuti dal GSE si provvede tramite un corrispettivo richiesto ai soggetti ammessi alle tariffe incentivanti a valere su risorse proprie degli stessi quantificato secondo le modalità previste dall'articolo 25 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91.*

Il Titolo III del presente decreto reca disposizioni per l'erogazione di contributi in conto capitale fino al 40 per cento dei costi ammissibili per lo sviluppo delle comunità nei comuni con popolazione inferiore ai 5.000 abitanti attraverso la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili, anche abbinati a sistemi di accumulo di energia, in attuazione della Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 del PNRR, che prevede prestiti a tasso zero fino al 100 per cento dei costi ammissibili per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili. Gli impianti ammessi al contributo devono entrare in

esercizio entro diciotto mesi dalla data di ammissione al contributo e comunque non oltre il 30 giugno 2026.

Sono ammissibili le seguenti spese:

- a) *realizzazione di impianti a fonti rinnovabili (a titolo di esempio: componenti, inverter, strutture per il montaggio, componentistica elettrica, etc.);*
- b) *fornitura e posa in opera dei sistemi di accumulo;*
- c) *acquisto e installazione macchinari, impianti e attrezzature hardware e software, comprese le spese per la loro installazione e messa in esercizio;*
- d) *opere edili strettamente necessarie alla realizzazione dell'intervento;*
- e) *connessione alla rete elettrica nazionale;*
- f) *studi di prefattibilità e spese necessarie per attività preliminari, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni;*
- g) *progettazioni, indagini geologiche e geotecniche il cui onere è a carico del progettista per la definizione progettuale dell'opera;*
- h) *direzioni lavori, sicurezza;*
- i) *collaudi tecnici e/o tecnico-amministrativi, consulenze e/o supporto tecnico-amministrativo essenziali all'attuazione del progetto.*

*Le spese di cui alle lettere da f) a i) sono finanziabili in misura non superiore al 10% dell'importo ammesso a finanziamento.*

*Le spese di cui sopra sono ammissibili nel limite del costo di investimento massimo di riferimento pari a:*

- *1.500 €/kW, per impianti fino a 20 kW;*
- *1.200 €/kW, per impianti di potenza superiore a 20 kW e fino a 200 kW;*
- *1.100 €/kW per potenza superiore a 200 kW e fino a 600 kW;*
- *1.050 €/kW, per impianti di potenza superiore a 600 kW e fino a 1.000 kW.*

Per accedere a tale beneficio è importante il verificarsi delle seguenti condizioni:

- a) L'impianto abbia le caratteristiche necessarie per poter far parte di una CER;
- b) L'avvio dei lavori sia successivo alla data di presentazione della domanda di contributo da parte del soggetto beneficiario;
- c) Possesso del titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, ove previsto;
- d) Possesso del preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva, ove previsto.

L'accesso ai contributi avviene attraverso la presentazione delle domande a sportello tramite il sito del GSE. La domanda deve essere corredata dalla documentazione prevista per la verifica del rispetto dei requisiti di accesso sopra elencati.

### ***3.2 Comunità Energetiche Rinnovabili: principi generali***

La CER, Comunità Energetica Rinnovabile, perciò, può essere definita come un soggetto giuridico autonomo, a partecipazione aperta e volontaria, composta da persone fisiche, PMI o enti locali con obiettivo di fornire benefici ambientali, economici e sociali ai membri e al territorio, ma non profitti finanziari. Per questa ragione non è ammessa la partecipazione, in qualità di membri della comunità, di aziende del settore energetico che possono invece, prestare servizi di fornitura e infrastruttura.

Gli impianti che possono accedere all'incentivo devono avere una potenza massima di 1 MW e la CER deve risultare già regolarmente costituita alla data di entrata in esercizio dell'impianto che accede al beneficio. La potenza massima agevolabile è pari a 5 GW ed ha una data limite fissata per il 31 dicembre 2027.

L'energia viene condivisa su base oraria, ogni ora l'energia prodotta dall'impianto viene immessa in rete e prelevata dai soggetti che fanno parte della comunità, i quali devono necessariamente essere connessi alla stessa cabina primaria. Il principio fondamentale su cui si basa la CER è l'autoconsumo istantaneo virtuale; con ciò si intende che il contributo ARERA e la tariffa incentivante vengono riconosciuti sulla quantità di energia autoconsumata che è pari a quella virtualmente condivisa, ora per ora, tra i consumatori e i produttori membri della CER; Per ciascuna ora il GSE verificherà a quanto ammonta l'energia prodotta da tutti gli impianti facenti parte di una medesima CER e a quanto

ammonta l'energia prelevata da ciascun consumatore. L'energia autoconsumata sarà quindi pari al minor valore tra questi due e otterrà una tariffa premio, TIP, differente in funzione della potenza dell'impianto e del Prezzo Zonale.

Sulla potenza dell'impianto vengono fatte tre suddivisioni:

1. Impianti  $\leq 200$  kWp;
2. Impianti  $200 \text{ kW} < \text{potenza} \leq 600 \text{ kW}$ ;
3. Impianti  $> 600$  kWp.

Descritte le due variabili si può andare a calcolare la tariffa premio:

- Per impianti di potenza  $> 600$  kW:

**TIP:**  $60 + \max(0; 180 - PZ)$ ; la tariffa premio non può eccedere il valore di 100 €/MWh.

- Per impianti di potenza  $> 200$  kW e  $\leq 600$  kW:

**TIP:**  $70 + \max(0; 180 - PZ)$ ; la tariffa premio non può eccedere il valore di 110 €/MWh.

- Per impianti di potenza  $\leq 200$  kW:

**TIP:**  $80 + \max(0; 180 - PZ)$ ; la tariffa premio non può eccedere il valore di 120 €/MWh.

Oltre a questo incentivo viene riconosciuto un contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata ( $C_{ACV}$ ), che viene calcolato nella delibera

727/2022/R/eel art. 6.4, “Testo Integrato Autoconsumo Diffuso – TIAD” aggiornata il 30 gennaio 2024 con la delibera 15/2024/R/eel, attraverso la formula:

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

Dove:

- $CU_{Afa,m}$  è il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile, pari alla parte unitaria variabile, espressa in c€/kWh, della tariffa di trasmissione ( $TRAS_E$ ) definita per le utenze in bassa tensione;
- $E_{ACV}$  è l'energia elettrica autoconsumata.

È inoltre previsto un fattore di correzione in funzione della zona di installazione dell'impianto, per tenere conto dei diversi livelli di insolazione; infatti, se ci si trova nelle regioni del Nord (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Lombardia, Piemonte, Trentino-Alto Adige, Valle d'Aosta, Veneto) si ha una maggiorazione tariffaria pari a 10 €/MWh, mentre nelle regioni del Centro (Lazio, Marche, Toscana, Umbria, Abruzzo) si ha una maggiorazione di 4 €/MWh.

Come viene definito nell'art. 4, comma 3 del “Decreto CACER”:

*Il periodo di diritto alla tariffa incentivante decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell'impianto ed è pari a 20 anni, considerato al netto di eventuali fermate derivanti da cause di forza maggiore ovvero di fermate effettuate per la realizzazione di interventi di ammodernamento e potenziamento non incentivati.*

Nel caso in cui venga erogato un contributo in conto capitale, viene applicata una decurtazione, e la tariffa spettante è così calcolata:

$$TIP_{Conto\ Capitale} = Tip * (1 - F)$$

dove F è un parametro che, nella generalità dei casi, varia linearmente tra 0, nel caso in cui non sia previsto alcun contributo in conto capitale, e un valore pari a 0,50, nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento.

Inoltre, viene definito che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario sia suddiviso per un massimo del 45% ai partecipanti di natura privata, mentre la restante parte viene suddivisa tra gli altri soggetti coinvolti.

## **CAPITOLO 4 -STUDIO DI FATTIBILITÀ**

L'obiettivo dello studio di fattibilità effettuato è quello di definire se la costituzione della CER possa essere sostenibile a livello tecnico ed economico, il ciò viene fatto individuando quali sono i possibili soggetti da coinvolgere e analizzando le loro curve dei consumi per poi incrociarle con quelle di produzione degli impianti fotovoltaici, così da definire la quantità di energia che viene condivisa e quindi incentivata.

### ***4.1 Caso studio, cabina primaria di S.A.Ba.R.***

Come riportato nel Decreto 199/2021 e nel Decreto CACER la condizione necessaria per poter partecipare ad una CER è far parte della stessa cabina primaria.

Sul sito del GSE è disponibile la mappa interattiva delle aree convenzionali sottese alle cabine primarie presenti sul territorio nazionale dove, inserendo l'indirizzo d'interesse o le coordinate geografiche, è possibile visualizzare la relativa area convenzionale e il codice di riferimento, composto da 11 cifre alfanumeriche, in particolare gli impianti di S.A.Ba.R. ricadono nel perimetro dell'area AC001E01222.

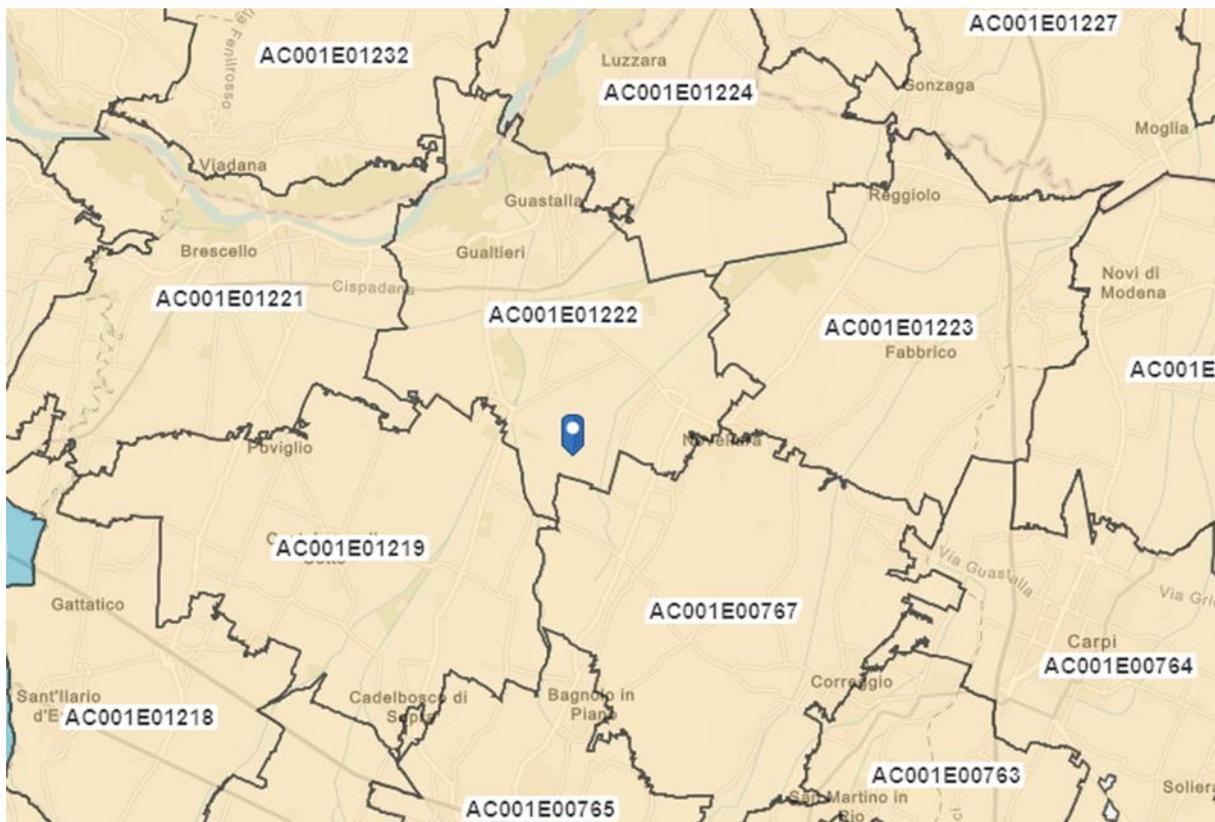


Figura 21: mappa cabine primarie sul sito del GSE, posizione di S.A.Ba.R. indicata dal puntatore blu

Il principale obiettivo è perciò andare a identificare i possibili soggetti di tale zona che possano essere interessati a far parte della CER e che possano, attraverso il loro consumo, garantire una quantità di energia incentivata da fornire un beneficio ambientale dovuto allo sfruttamento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e generare un utile sufficiente a ripagare l'investimento iniziale di installazione degli impianti fotovoltaici e di costituzione della comunità energetica.

Ognuno degli enti coinvolti ha fornito le curve di consumo scaricate attraverso il portale di E-distribuzione, il gestore della rete elettrica della regione Emilia-Romagna e di conseguenza dei contatori, dei rispettivi POD, Point Of Delivery, ovvero il punto di fornitura che identifica univocamente la singola utenza di energia elettrica.

Viene riportato l'elenco degli enti coinvolti, i cui nomi sono stati oscurati in quanto non è stato possibile ottenere il consenso al trattamento dei dati sensibili.

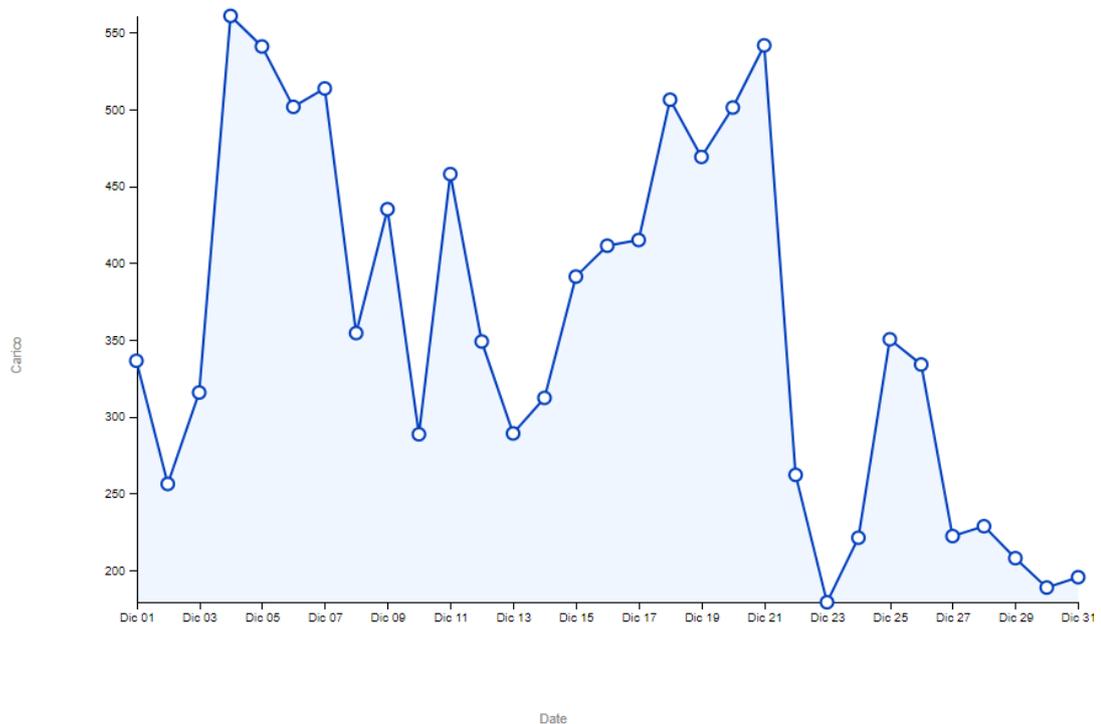
- Ente Ospedaliero, costituito da un solo POD e consumo annuo pari a 6.444.512,17 kWh;
- Ente Territoriale 1, costituito da quattro POD e consumo annuo pari a 212.097,37 kWh;
- Ente Territoriale 2, costituito da tre POD e consumo annuo pari a 1.207.725,54 kWh;
- Ente Territoriale 3, costituito da tredici POD e consumo annuo pari a 92.789,27 kWh;
- Comune 1, costituito da ventotto POD e consumo annuo pari a 343.651,40 kWh;
- Comune 2, costituito da ventisei POD e consumo annuo pari a 172.492,25 kWh.

A seconda della modernità del contatore le curve di consumo mensile è possibile trovarle in due possibili versioni:

1. Per i contatori più datati i consumi vengono riportati per fascia oraria (*Figura 19*);
2. Per i contatori più recenti è possibile trovare le curve di consumo graficate e scaricabili divise per quarto d'ora (*Figura 20*).

DATA LETTURA	CODICE MISURATORE	MATRICOLA MISURATORE	F1	F2	F3
01/12/2023	04E1G5252	05143825	211390.581	86102.958	257522.234
01/01/2024	04E1G5252	05143825	212231.536	86434.342	258236.233

*Figura 22: consumi divisi per fasce*



*Figura 23: grafico consumi giornalieri*

## ***4.2 Algoritmi di supporto***

Come elencato nel capitolo precedente le curve di consumo possono essere scaricate in due diversi modi, i quali dovranno poi essere aggregati utilizzando un sistema differente. Successivamente i dati ottenuti verranno confrontati con i valori stimati di produzione degli impianti fotovoltaici inseriti nella CER.

### ***4.2.1 Curve di consumo divise per fasce orarie***

Se i dati di consumo vengono scaricati divisi per fascia oraria, innanzitutto si deve fare una differenza con il valore di lettura del mese precedente, in quanto il dato disponibile è incrementale, così da ottenere un valore di consumo mensile per ogni fascia. Successivamente è necessario convertire il valore mensile in valore orario; per fare ciò è stata utilizzata la *“Modalità di profilazione dei dati di misura e relative modalità di utilizzo ai sensi dell’articolo 9 dell’Allegato A alla Delibera 318/2020/R/eel”*, rilasciata dal GSE, con i rispettivi documenti riguardanti i profili di immissione e di prelievo dell’energia. Per convertire i dati ricevuti divisi per fasce, su base mensile, in dati orari, è stato utilizzato il file di prelievo, utilizzando in particolare i coefficienti riportati sotto la voce “PDMF”:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Data ora	Anno	Mese	Giorno	Ora	PMMM	PDMF	PAUM	PAUF	PIRM	PIRF	PACM	PACF	MDMM	MDMF	MAUM	MAUF
2	1/1/23 0.00	2023	1	1	0	0,10%	0,28%	0,09%	0,24%	0,08%	0,24%	0,13%	0,29%	0,13%	0,30%	0,12%	0,28%
3	1/1/23 1.00	2023	1	1	1	0,09%	0,23%	0,09%	0,23%	0,07%	0,21%	0,13%	0,29%	0,11%	0,26%	0,11%	0,26%
4	1/1/23 2.00	2023	1	1	2	0,08%	0,21%	0,08%	0,23%	0,07%	0,21%	0,13%	0,29%	0,11%	0,25%	0,11%	0,26%
5	1/1/23 3.00	2023	1	1	3	0,08%	0,20%	0,08%	0,22%	0,07%	0,21%	0,13%	0,29%	0,10%	0,24%	0,11%	0,26%
6	1/1/23 4.00	2023	1	1	4	0,07%	0,20%	0,08%	0,23%	0,07%	0,20%	0,13%	0,29%	0,10%	0,24%	0,11%	0,26%
7	1/1/23 5.00	2023	1	1	5	0,08%	0,22%	0,09%	0,24%	0,07%	0,19%	0,13%	0,29%	0,11%	0,25%	0,12%	0,28%
8	1/1/23 6.00	2023	1	1	6	0,10%	0,27%	0,10%	0,27%	0,06%	0,19%	0,13%	0,29%	0,13%	0,30%	0,13%	0,31%
9	1/1/23 7.00	2023	1	1	7	0,13%	0,34%	0,12%	0,31%	0,08%	0,23%	0,13%	0,29%	0,16%	0,36%	0,16%	0,37%
10	1/1/23 8.00	2023	1	1	8	0,14%	0,37%	0,14%	0,38%	0,11%	0,33%	0,13%	0,29%	0,14%	0,32%	0,16%	0,37%
11	1/1/23 9.00	2023	1	1	9	0,14%	0,38%	0,17%	0,47%	0,18%	0,52%	0,13%	0,29%	0,11%	0,25%	0,14%	0,32%
12	1/1/23 10.00	2023	1	1	10	0,14%	0,37%	0,19%	0,50%	0,20%	0,58%	0,13%	0,29%	0,08%	0,19%	0,11%	0,26%
13	1/1/23 11.00	2023	1	1	11	0,14%	0,37%	0,19%	0,50%	0,19%	0,56%	0,13%	0,29%	0,07%	0,15%	0,10%	0,23%
14	1/1/23 12.00	2023	1	1	12	0,14%	0,38%	0,17%	0,46%	0,18%	0,54%	0,13%	0,29%	0,06%	0,15%	0,09%	0,20%
15	1/1/23 13.00	2023	1	1	13	0,15%	0,39%	0,14%	0,38%	0,18%	0,53%	0,13%	0,29%	0,07%	0,15%	0,08%	0,18%
16	1/1/23 14.00	2023	1	1	14	0,14%	0,38%	0,14%	0,38%	0,18%	0,52%	0,13%	0,29%	0,08%	0,18%	0,09%	0,21%
17	1/1/23 15.00	2023	1	1	15	0,14%	0,38%	0,15%	0,41%	0,19%	0,55%	0,13%	0,29%	0,11%	0,25%	0,12%	0,28%
18	1/1/23 16.00	2023	1	1	16	0,14%	0,38%	0,17%	0,46%	0,18%	0,52%	0,13%	0,29%	0,16%	0,37%	0,17%	0,39%
19	1/1/23 17.00	2023	1	1	17	0,16%	0,43%	0,20%	0,53%	0,18%	0,52%	0,13%	0,29%	0,20%	0,47%	0,21%	0,49%
20	1/1/23 18.00	2023	1	1	18	0,18%	0,48%	0,20%	0,53%	0,18%	0,53%	0,13%	0,29%	0,21%	0,50%	0,21%	0,49%
21	1/1/23 19.00	2023	1	1	19	0,20%	0,52%	0,17%	0,45%	0,17%	0,51%	0,13%	0,29%	0,23%	0,54%	0,19%	0,44%
22	1/1/23 20.00	2023	1	1	20	0,20%	0,52%	0,14%	0,37%	0,16%	0,47%	0,13%	0,29%	0,22%	0,52%	0,17%	0,39%
23	1/1/23 21.00	2023	1	1	21	0,18%	0,49%	0,12%	0,33%	0,14%	0,42%	0,13%	0,29%	0,21%	0,48%	0,16%	0,36%
24	1/1/23 22.00	2023	1	1	22	0,16%	0,42%	0,11%	0,30%	0,13%	0,37%	0,13%	0,29%	0,18%	0,42%	0,14%	0,33%
25	1/1/23 23.00	2023	1	1	23	0,13%	0,34%	0,10%	0,27%	0,10%	0,29%	0,13%	0,29%	0,15%	0,35%	0,13%	0,30%

Tabella 5: file di prelievo dell'energia elettrica rilasciato dal GSE

Moltiplicando così i coefficienti di tale colonna con i valori iniziali, è possibile ottenere il valore orario delle rispettive fasce orarie:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	GIORNO	N° GIORNO SETTIMANA	FASCIA	CHIAVE	ID	ORA	MENSILE	PDMF	ORARIO
2	05/01/2023 00:00	4	F3	1_F3	5/1_0	0	13,595	0,28%	0,037798
3	05/01/2023 01:00	4	F3	1_F3	5/1_1	1	13,595	0,23%	0,031858
4	05/01/2023 02:00	4	F3	1_F3	5/1_2	2	13,595	0,21%	0,028645
5	05/01/2023 03:00	4	F3	1_F3	5/1_3	3	13,595	0,20%	0,027189
6	05/01/2023 04:00	4	F3	1_F3	5/1_4	4	13,595	0,20%	0,027016
7	05/01/2023 05:00	4	F3	1_F3	5/1_5	5	13,595	0,22%	0,029235
8	05/01/2023 06:00	4	F3	1_F3	5/1_6	6	13,595	0,27%	0,036275
9	05/01/2023 07:00	4	F2	1_F2	5/1_7	7	6,546	0,46%	0,030126
10	05/01/2023 08:00	4	F1	1_F1	5/1_8	8	9,027	0,41%	0,036626
11	05/01/2023 09:00	4	F1	1_F1	5/1_9	9	9,027	0,42%	0,037551
12	05/01/2023 10:00	4	F1	1_F1	5/1_10	10	9,027	0,41%	0,037012
13	05/01/2023 11:00	4	F1	1_F1	5/1_11	11	9,027	0,41%	0,037013
14	05/01/2023 12:00	4	F1	1_F1	5/1_12	12	9,027	0,42%	0,038242
15	05/01/2023 13:00	4	F1	1_F1	5/1_13	13	9,027	0,43%	0,038539
16	05/01/2023 14:00	4	F1	1_F1	5/1_14	14	9,027	0,42%	0,038308
17	05/01/2023 15:00	4	F1	1_F1	5/1_15	15	9,027	0,41%	0,03746
18	05/01/2023 16:00	4	F1	1_F1	5/1_16	16	9,027	0,42%	0,038073
19	05/01/2023 17:00	4	F1	1_F1	5/1_17	17	9,027	0,48%	0,043127
20	05/01/2023 18:00	4	F1	1_F1	5/1_18	18	9,027	0,53%	0,047906
21	05/01/2023 19:00	4	F2	1_F2	5/1_19	19	6,546	0,70%	0,045686
22	05/01/2023 20:00	4	F2	1_F2	5/1_20	20	6,546	0,70%	0,045678
23	05/01/2023 21:00	4	F2	1_F2	5/1_21	21	6,546	0,65%	0,04281
24	05/01/2023 22:00	4	F2	1_F2	5/1_22	22	6,546	0,57%	0,037019
25	05/01/2023 23:00	4	F3	1_F3	5/1_23	23	13,595	0,34%	0,046719

Tabella 6: esempio di come vengono calcolati i consumi su base oraria utilizzando il file di prelievo

#### 4.2.2 Curve di consumo quartorarie

In caso di contatore più moderno le curve mostrano, attraverso un grafico, l'andamento dei consumi nei giorni di quel mese, e possono essere scaricati i dati di consumo per ogni quarto d'ora del giorno, che verranno successivamente aggregati così da ottenere i consumi orari.

#### 4.2.3 Stima produzione impianti fotovoltaici

Gli impianti che verranno inseriti, inizialmente nella CER, avranno una potenza nominale rispettivamente di 440 kW e di 1 MW. I dati di produzione mensile sono forniti dal sistema PVGIS e verranno poi moltiplicati utilizzando i coefficienti forniti dal GSE nell'allegato riguardante l'immissione di energia elettrica:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Data ora	Anno	Mese	Giorno	Ora	IFVM	IFVF	IAFM	IAFF	MFAM	MFAF	MFDM	MFDF
2	1/1/23 0.00	2023	1	1	0	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
3	1/1/23 1.00	2023	1	1	1	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
4	1/1/23 2.00	2023	1	1	2	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
5	1/1/23 3.00	2023	1	1	3	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
6	1/1/23 4.00	2023	1	1	4	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
7	1/1/23 5.00	2023	1	1	5	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	1/1/23 6.00	2023	1	1	6	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
9	1/1/23 7.00	2023	1	1	7	0,00%	0,02%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
10	1/1/23 8.00	2023	1	1	8	0,10%	0,54%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
11	1/1/23 9.00	2023	1	1	9	0,29%	1,52%	0,13%	0,29%	0,15%	0,76%	0,15%	0,76%
12	1/1/23 10.00	2023	1	1	10	0,45%	2,34%	0,13%	0,29%	0,47%	2,47%	0,47%	2,47%
13	1/1/23 11.00	2023	1	1	11	0,56%	2,91%	0,13%	0,29%	0,61%	3,19%	0,61%	3,19%
14	1/1/23 12.00	2023	1	1	12	0,59%	3,03%	0,13%	0,29%	0,65%	3,40%	0,65%	3,40%
15	1/1/23 13.00	2023	1	1	13	0,54%	2,77%	0,13%	0,29%	0,61%	3,17%	0,61%	3,17%
16	1/1/23 14.00	2023	1	1	14	0,40%	2,06%	0,13%	0,29%	0,39%	2,04%	0,39%	2,04%
17	1/1/23 15.00	2023	1	1	15	0,22%	1,15%	0,13%	0,29%	0,18%	0,94%	0,18%	0,94%
18	1/1/23 16.00	2023	1	1	16	0,06%	0,32%	0,13%	0,29%	0,02%	0,11%	0,02%	0,11%
19	1/1/23 17.00	2023	1	1	17	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
20	1/1/23 18.00	2023	1	1	18	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
21	1/1/23 19.00	2023	1	1	19	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
22	1/1/23 20.00	2023	1	1	20	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
23	1/1/23 21.00	2023	1	1	21	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
24	1/1/23 22.00	2023	1	1	22	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
25	1/1/23 23.00	2023	1	1	23	0,00%	0,00%	0,13%	0,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella 7: file di immissione dell'energia elettrica rilasciato dal GSE

Moltiplicando i valori forniti della colonna “IFVM”, con la quantità di energia mensile stimata dal sistema PVGIS è possibile ottenere un valore verosimile di produzione oraria dell’impianto:

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	DATA E ORA	ANNO	MESE	GIORNO	ORA	MENSILE	IFVM	ORARIA
2	5/1/23 0.00	2023	1	5	0	14.618,36	0,00%	0
3	5/1/23 1.00	2023	1	5	1	14.618,36	0,00%	0
4	5/1/23 2.00	2023	1	5	2	14.618,36	0,00%	0
5	5/1/23 3.00	2023	1	5	3	14.618,36	0,00%	0
6	5/1/23 4.00	2023	1	5	4	14.618,36	0,00%	0
7	5/1/23 5.00	2023	1	5	5	14.618,36	0,00%	0
8	5/1/23 6.00	2023	1	5	6	14.618,36	0,00%	0
9	5/1/23 7.00	2023	1	5	7	14.618,36	0,00%	0,578764744
10	5/1/23 8.00	2023	1	5	8	14.618,36	0,10%	15,14179075
11	5/1/23 9.00	2023	1	5	9	14.618,36	0,29%	43,1228668
12	5/1/23 10.00	2023	1	5	10	14.618,36	0,45%	66,12585231
13	5/1/23 11.00	2023	1	5	11	14.618,36	0,56%	82,31404626
14	5/1/23 12.00	2023	1	5	12	14.618,36	0,59%	85,61061025
15	5/1/23 13.00	2023	1	5	13	14.618,36	0,54%	78,46841426
16	5/1/23 14.00	2023	1	5	14	14.618,36	0,40%	58,40096107
17	5/1/23 15.00	2023	1	5	15	14.618,36	0,22%	32,67281122
18	5/1/23 16.00	2023	1	5	16	14.618,36	0,06%	9,009051175
19	5/1/23 17.00	2023	1	5	17	14.618,36	0,00%	0,114831155
20	5/1/23 18.00	2023	1	5	18	14.618,36	0,00%	0
21	5/1/23 19.00	2023	1	5	19	14.618,36	0,00%	0
22	5/1/23 20.00	2023	1	5	20	14.618,36	0,00%	0
23	5/1/23 21.00	2023	1	5	21	14.618,36	0,00%	0
24	5/1/23 22.00	2023	1	5	22	14.618,36	0,00%	0
25	5/1/23 23.00	2023	1	5	23	14.618,36	0,00%	0

Tabella 8: esempio di come vengono calcolati i valori di produzione oraria di un impianto fotovoltaico

### 4.3 Analisi dati

Ottenuti i dati orari, utilizzando i metodi elencati nel capitolo precedente, è possibile incrociare ora per ora i valori dei consumi dei singoli consumatori e degli impianti di produzione. Facendo ciò si può definire quali soggetti incidono maggiormente sul consumo totale registrato e questo può essere visualizzato più nello specifico se si considera un determinato intervallo di tempo con i rispettivi valori di consumo e di produzione.

#### 4.3.1 Analisi mensile

Posso effettuare una analisi mensile dei dati raccolti confrontando la produzione con il consumo dei vari soggetti coinvolti nella CER.

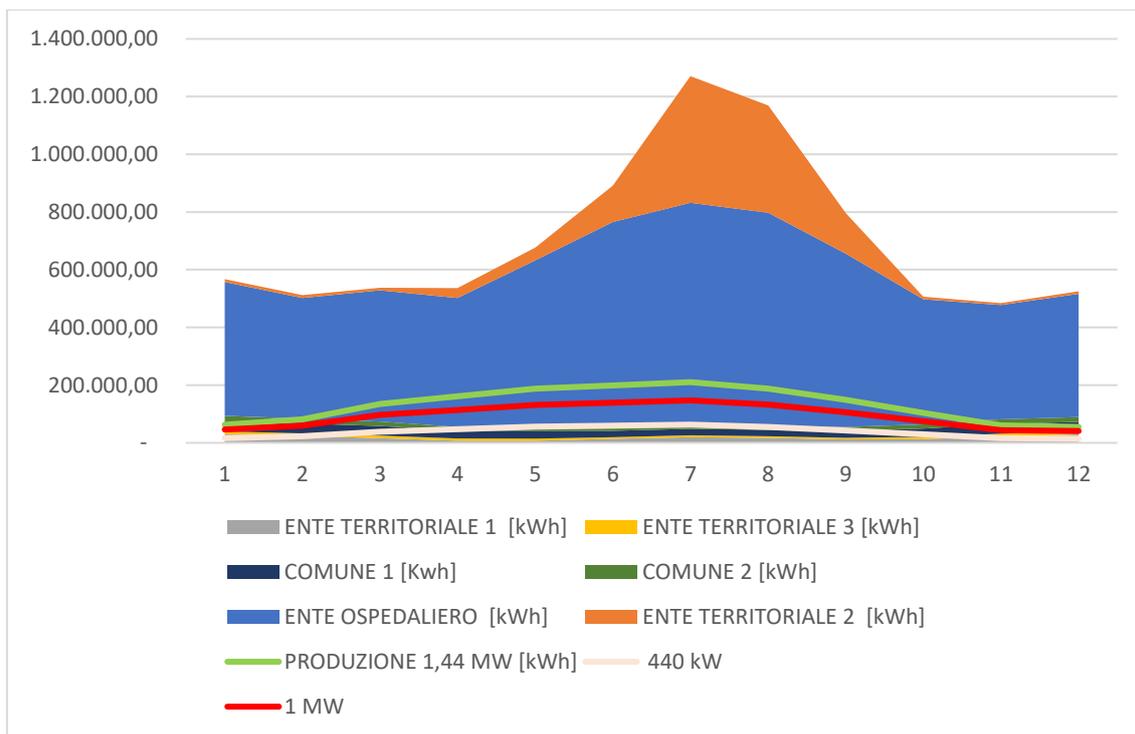


Figura 24; grafico analisi mensile

La curva di consumo del soggetto denominato “Ente Territoriale 2” cresce notevolmente durante il periodo estivo, poiché questo ente svolge azioni di distribuzione dell’acqua a fini irrigui ed ambientali.

#### 4.3.2 Analisi settimanale

Si può analizzare la questione più nello specifico, in particolare considero una settimana tipo rispettivamente per i mesi di luglio e di gennaio, dove la produzione è molto diversa e, come detto in precedenza, anche i consumi di determinati enti.

##### 4.3.2.1 Settimana tipo gennaio

Analizzo nello specifico i dati ottenuti nella settimana dal 16/1/2023 al 22/1/2023. Nel mese di gennaio, ma più in generale nei mesi invernali, in cui le ore di luce e la radiazione

solare sono minori, ho una produzione di energia elettrica dall'impianto fotovoltaico limitata, mentre i consumi elettrici degli enti coinvolti, in confronto, sono elevati.

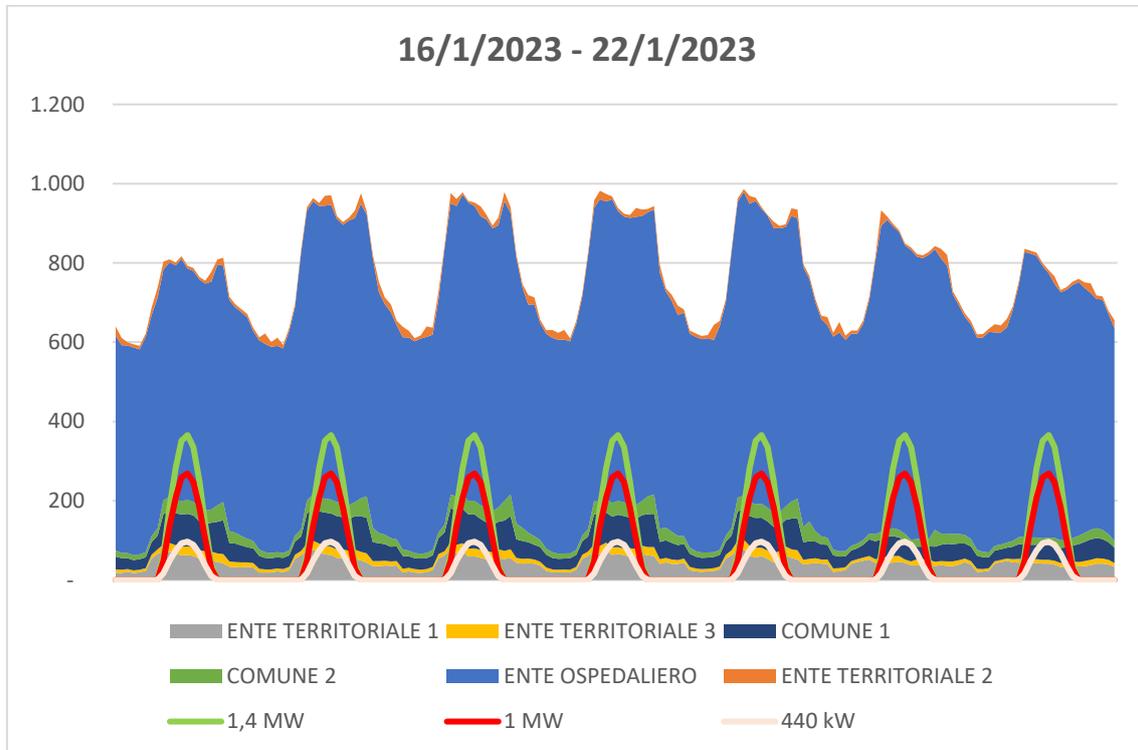


Figura 25: grafico settimana gennaio

#### 4.3.2.2 Settimana tipo luglio

Anche se analizzo i dati ottenuti in una settimana di luglio, quando la produzione stimata degli impianti è circa tre volte maggiore, si può facilmente notare come i consumi sono ancora molto più elevati in confronto alla produzione degli impianti e la percentuale di incisione dei diversi enti sul consumo totale varia notevolmente.

In questo caso è stata scelta la settimana dal 10/7/2023 al 16/7/2023:

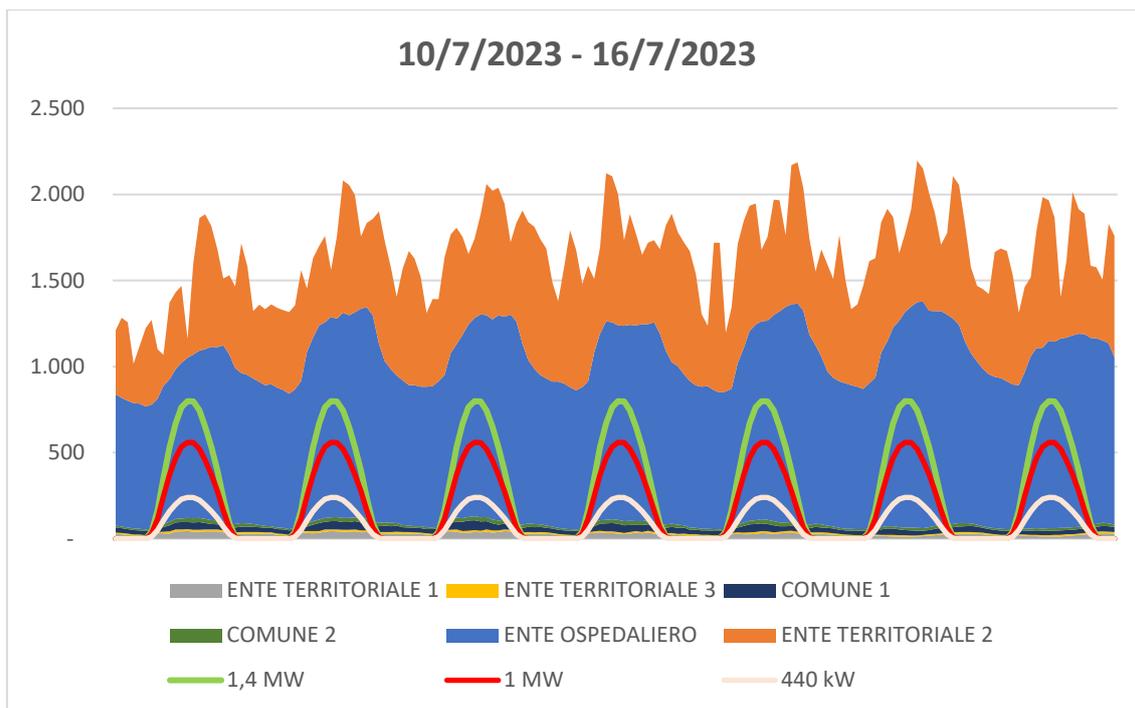


Figura 26: grafico settimana luglio

#### 4.4 Analisi complessiva

A conclusione dei dati raccolti si può determinare quali siano i potenziali miglioramenti da apportare alla CER, in particolare vengono analizzati alcuni parametri importanti raggruppati mensilmente:

	ENTE TERRITORIALE 1	ENTE TERRITORIALE 3	ENTE OSPEDALIERO	ENTE TERRITORIALE 2	COMUNE 2	COMUNE 1	CONSUMATA	440 kW	1 MW	PRODUZIONE 1,44 MW	CONDIVISA	COND/PROD	COND/CONS
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]			[kWh]	[kWh]	[%]	[%]
GENNAIO	29.031,47	10.101,49	464.461,16	9.013,46	18.233,52	36.070,45	512.607,57	16.534,11	45.917,03	62.451,14	62.451,14	100%	12%
FEBBRAIO	23.922,93	9.320,23	419.081,36	9.426,39	16.680,90	33.483,35	461.750,91	22.582,30	59.377,71	81.960,01	81.960,01	100%	18%
MARZO	16.422,46	8.692,70	454.128,26	8.782,80	15.896,90	33.183,12	488.026,22	38.625,03	96.568,75	135.193,78	135.193,78	100%	28%
APRILE	7.887,57	7.190,52	446.992,61	34.547,69	12.324,83	27.488,75	496.618,39	47.462,03	113.722,01	161.184,04	159.207,08	99%	32%
MAGGIO	7.116,06	7.559,41	578.311,61	44.360,02	12.963,20	26.622,64	637.347,11	56.420,90	131.852,79	188.273,69	187.775,41	100%	29%
GIUGNO	14.165,23	5.718,66	711.335,22	126.339,54	12.569,73	21.852,67	857.558,64	59.964,73	138.628,51	198.593,24	198.593,24	100%	23%
LUGLIO	19.960,70	6.251,69	771.081,72	438.698,47	12.209,24	22.571,05	1.235.992,58	63.163,81	147.202,46	210.366,27	210.366,27	100%	17%
AGOSTO	17.628,40	5.200,39	742.031,07	372.085,38	10.669,50	22.215,32	1.136.945,25	55.414,96	132.218,13	187.633,09	187.633,09	100%	17%
SETTEMBRE	11.690,11	6.079,20	600.943,02	140.288,89	12.930,84	24.001,73	759.001,21	42.842,72	105.825,52	148.668,24	148.668,24	100%	20%
OTTOBRE	12.950,79	8.007,51	433.199,23	8.939,31	14.737,06	28.393,06	463.096,83	29.160,56	74.938,07	104.098,63	104.098,63	100%	22%
NOVEMBRE	22.063,57	9.453,99	395.812,33	6.035,66	16.801,17	33.686,95	433.365,54	16.382,02	44.167,48	60.549,50	60.549,50	100%	14%
DICEMBRE	29.258,09	9.213,48	427.134,59	9.207,94	16.475,37	34.082,32	474.814,10	14.343,17	40.861,41	55.204,58	55.204,58	100%	12%
TOTALE	212.097,37	92.789,27	6.444.512,17	1.207.725,54	172.492,25	343.651,40	7.957.124,35	462.896,34	1.131.279,87	1.594.176,21	1.591.700,97		

Tabella 9: riepilogo CER

La produzione degli impianti viene condivisa per la maggior parte dei mesi, tranne nel mese di aprile, nella sua totalità. Nella colonna chiamata “COND/CONS”, ovvero il rapporto tra l’energia condivisa e l’energia consumata, viene calcolata, in percentuale, la quantità di energia condivisa rispetto a quella consumata dagli enti coinvolti, e quindi incentivata, rispetto al totale dei consumi registrati. Questo quantifica l’energia producibile che può essere immessa nel sistema, mantenendo invariati i soggetti consumatori. Utilizzando esclusivamente impianti fotovoltaici non è possibile raggiungere una quota di energia condivisa pari a quella consumata, poiché l’impianto non produce energia durante le ore in cui non è presente il sole, mentre in tale periodo si hanno consumi da parte dei soggetti coinvolti. Per questo è importante considerare tutti i possibili impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile, con gli eventuali sistemi di accumulo tecnicamente possibili, che possono entrare a far parte delle CER, elencati all’art. 2, comma 1 lettera a) del Dlgs 199/2021.

## **CAPITOLO 5 -STATUTO E REGOLAMENTO**

### ***5.1 Regolamento***

Il Regolamento ha lo scopo di disciplinare l’attività, l’organizzazione e gli eventuali strumenti di finanziamento della Fondazione, disponendo sia in ordine ai rapporti tra i Partecipanti e la Fondazione che rispetto a quelli relativi alle relazioni intercorrenti tra i Partecipanti nell’ambito dell’attività della Fondazione. Ha lo scopo, altresì, di disciplinare il funzionamento tecnico-amministrativo della Fondazione, nonché di garantire l’applicazione delle decisioni comunemente assunte per il raggiungimento dell’obiettivo prefissato.

All'interno del Regolamento è presente la documentazione necessaria da allegare in caso di richiesta di ammissione alla CER, inoltre gli Organi della Fondazione potranno richiedere al soggetto che intende aderire alla Fondazione integrazioni e/o chiarimenti in ordine alla documentazione originariamente presentata. Vengono definiti anche i criteri per la permanenza nell'ambito della comunità energetica, ovviamente il rispetto dallo statuto e del regolamento sono indispensabili.

Il Regolamento va anche a definire con quale modalità vengono distribuiti i proventi, in particolare verrà predisposto un documento con il quale preliminarmente viene calcolato l'ammontare delle spese fisse gestionali e manutentive della Fondazione, successivamente si dovranno aggiungere le ulteriori spese variabili in funzione dei benefici economici effettivamente incassati. In funzione delle spese e dell'investimento iniziale effettuato per l'installazione degli impianti fotovoltaici si è scelto di ripartire i proventi in modo tale da garantire la piena sostenibilità dell'investimento effettuato, mentre la quota parte eccedente viene destinata per fini di pubblica utilità negli otto comuni presenti nella Fondazione. Si deve sempre tenere a mente che, come indicato nell'Allegato 1, comma 4, la percentuale della tariffa premio eccedentaria che deve essere destinata ai consumatori diversi dalle imprese deve essere di un minimo del 55%.

Gli Organi della Fondazione possono rivedere annualmente i criteri di distribuzione, e i Partecipanti non possono pretendere nulla di diverso dalla distribuzione effettuata dalla Fondazione. La Fondazione potrà decidere di utilizzare gli ulteriori benefici economici della comunità energetica per favorire investimenti in fonti rinnovabili a favore dei Partecipanti stessi, secondo le modalità che ritengono più opportune ed in linea coi principi definiti dallo statuto, in particolare le misure di contrasto alla povertà energetica, purché in linea con la normativa e i regolamenti nazionali.

## ***5.2 Forma giuridica***

Importante è scegliere la forma giuridica più adatta per la costituzione della comunità energetica, possono essere scelte diverse tipologie (Associazione, Cooperativa, Consorzio, etc....), essa però deve contenere dei contenuti minimi che non la rendano contrastano con quanto elencato nel Decreto CACER, tra cui:

- Avere come oggetto sociale prevalente quello di fornire benefici ambientali, economici e sociali a livello di comunità ai propri soci o membri o alle aree locali in cui opera;
- Specificare che i soci o membri che esercitano potere di controllo sono: persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), associazioni con personalità giuridica di diritto privato, enti territoriali o autorità locali, ivi incluse, ai sensi dell'art. 31, comma 1 lettera b) del D.lgs. 199/21, le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, gli enti religiosi, del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, situati nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione detenuti dalla comunità di energia rinnovabile;
- Specificare che la comunità è autonoma e ha una partecipazione aperta e volontaria;

- Specificare che la partecipazione dei membri/soci alla comunità prevede il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore e che per essi sia possibile in ogni momento uscire dalla configurazione fermi restando, in caso di recesso anticipato, eventuali corrispettivi, equi e proporzionati, concordati per la compartecipazione agli investimenti sostenuti;
- Specificare che il soggetto responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa è stato individuato esplicitamente;
- Prevedere che l'eventuale importo della tariffa premio eccedentario, rispetto a quello determinato in applicazione del valore soglia di quota energia condivisa espresso in percentuale definito nell'Allegato 1 del DM CACER, sia destinato ai soli consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sui territori ove sono ubicati gli impianti per la condivisione.

Come forma giuridica è stata adottata la “Fondazione di partecipazione”, un mezzo operativo che risponde all'insufficienza dello schema giuridico della fondazione tradizionale disciplinato dal Codice civile: si tratta di fondazione non più istituita da un singolo soggetto, ma da più soggetti che condividono le stesse finalità. Lo scopo della fondazione di partecipazione non è di lucro, ma il patrimonio destinato al raggiungimento di un obiettivo, fissato nell'atto costitutivo. La fondazione di partecipazione, intesa come modello organizzativo, è in grado di fondere le esigenze di supervisione e controllo degli enti pubblici locali e le necessità di efficienza, efficacia ed economicità della gestione sociale.

Secondo la dottrina prevalente i soggetti che fanno parte della fondazione di partecipazione si possono classificare in queste categorie:

- 1) Fondatori Promotori, quei soggetti che si riuniscono e mediante la stipulazione dell'atto costitutivo creano la fondazione di partecipazione e la dotano dei mezzi necessari per raggiungere i propri obiettivi;
- 2) Il Presidente della Fondazione, il quale esercita poteri di indirizzo, promuove le relazioni con Enti, Istituzioni, soggetti anche imprenditoriali pubblici o privati ed ogni altro organismo anche estero o sovranazionale, al fine di instaurare rapporti di collaborazione a sostegno delle singole iniziative della Fondazione stessa;
- 3) Il Consiglio di Indirizzo;
- 4) Il Comitato di Gestione;
- 5) Il Comitato Scientifico;
- 6) L'Assemblea dei Partecipanti;
- 7) L'Organo di Revisione.

Si può concludere dicendo che la Fondazione di Partecipazione presenta una elasticità ed una duttilità che consentono di adeguarne la struttura allo scopo e alla composizione individuati nella singola fattispecie.

## **CAPITOLO 6 -ANALISI ECONOMICA**

Considerando tutti gli incassi generati dalla vendita e dalla condivisione dell'energia prodotta dagli impianti coinvolti all'interno della CER, è stato possibile effettuare una analisi di quello che sarà il prospetto economico dell'investimento iniziale effettuato per gli impianti.

### ***6.1 Quantificazione dei costi***

Il principale costo da sostenere per l'azienda è inevitabilmente l'investimento iniziale, che comprende sia la materia prima che costituisce l'impianto che la loro posa in opera. Oltre a tale costo, è stato valutato l'importo da sostenere per la costituzione della Fondazione di Partecipazione "S.A.Ba.R. Energy", fondata dagli otto comuni che costituiscono S.A.Ba.R. s.p.a., la quale si occuperà dei rapporti con il GSE e gli eventuali interventi di manutenzione.

### ***6.2 Ricavi dalla CER***

I ricavi provenienti dalla comunità energetica si possono dividere in tre tipologie:

- 1) Ricavi derivanti alla vendita dell'energia, i quali dipendono esclusivamente dalla variazione del PZ;
- 2) Ricavi derivanti dalla Tariffa Premio, al variare, oltre che del PZ, anche della quantità di energia che viene condivisa con i membri consumatori;

- 3) Ricavi derivanti dal contributo ARERA, riconosciuto per la valorizzazione per l'energia elettrica.

Il primo viene interamente mantenuto dal produttore, mentre la TP viene in parte tenuta dal produttore, in modo da raggiungere una cifra che renda sostenibile l'investimento iniziale, mentre la quota parte rimanente viene destinata alla CER.

Dalla *Tabella 1* ricaviamo la quantità di energia che viene condivisa all'anno, in particolare andando a calcolare quella derivante dalla produzione dell'impianto dalla potenza di 440 kW e da quello da 1 MWp, si può determinare l'incasso dalla condivisione dell'energia dei due impianti:

1. Per l'impianto dalla potenza di 440 kW vengono condivisi 462.586,13 kWh che vengono moltiplicati per la tariffa premio derivante da questo impianto, come indicato alla lettera 1) dell'Allegato 1 del DECRETO CACER, ovvero:  $\min(70 + \max(0; 180 - PZ); 110)$  a cui va aggiunto il contributo derivante da ARERA e dalla zona geografica.
2. Per l'impianto dalla potenza di 1 MW vengono condivisi 1.129.114,83 kWh che vengono moltiplicati per la tariffa premio derivante da questo impianto, come indicato alla lettera 1) dell'Allegato 1 del DECRETO CACER, ovvero:  $\min(60 + \max(0; 180 - PZ); 100)$  a cui va aggiunto il contributo derivante da ARERA e dalla zona geografica.

### ***6.3 Calcolo del VAN e della redditività dell'investimento***

La valutazione della redditività degli investimenti è un'attività di fondamentale importanza nell'ambito dell'ingegneria, in quanto consente di dare una rappresentazione oggettiva di come un investimento produce valore e si ripaga nel tempo. Ciò consente di confrontare alternative diverse di investimento al fine di scegliere quella ritenuta preferibile.

La realizzazione di un impianto comporta sempre un investimento iniziale, cioè un esborso anticipato di denaro per l'acquisizione di beni strumentali, tale investimento deve quindi essere recuperato durante il periodo di vita utile dell'impianto, realizzando altresì una redditività che giustifichi il fatto di essersi assunti dei rischi nell'avviare l'investimento.

Per i calcoli effettuati è stata utilizzato la previsione dell'andamento del prezzo dell'energia elettrica consultabile sul sito del GME, in particolare è stato utilizzato un PZ=90 €/MWh.

Tenendo conto del tasso di interesse, ovvero quanto un bene presente deve essere sopravvalutato rispetto allo stesso bene disponibile in futuro, è stato possibile calcolare:

a) VAN, il Valore Attuale Netto, attraverso la formula

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FCN_k - I_k}{(1 + i)^k}$$

dove:

- $FCN_k$ : flussi di cassa netti previsti per l'esercizio economico  $k$ ;
- $I_k$ : investimenti nell'esercizio economico  $k$ ;
- $i$ : tasso di interesse;
- $n$ : vita utile in anni

b) PBP, ovvero il Pay Back Period, dove riesco a ricavare il numero di anni  $n$  trascorso il quale si azzerava il VAN, cioè si ha il recupero dell'investimento:

$$0 = \sum_{k=0}^{PBP} \frac{FCN_k - I_k}{(1 + i)^k}$$

Si è tenuto conto anche del coefficiente di riduzione di produzione dell'impianto fotovoltaico, considerato uguale a 0,8% all'anno.

### **6.3.1 VAN impianto 440 kWp**

Per questo impianto l'investimento iniziale è stato calcolato pari a 594.000 €. Oltre ad essere presenti le voci riguardanti gli utili generati dalla vendita e dalla condivisione dell'energia elettrica, sono state calcolate le spese necessarie per la manutenzione dell'impianto, un importo pari a 5000 € per gli imprevisti e la quota da pagare per il servizio di conteggio dell'energia prodotta all'ENEL:

Calcolo Ricavi Impianto FV da 440 kWp					
DATI			CALCOLI		
Dato	Valore	U di misura	Dato	Valore	U di misura
POTENZA DELL'IMPIANTO	440,00	kWp	Superficie totale occupata netta	2.273	mq
Costo netto a kWh comprensivo di manutenzione per 20 anni	1.350	€/kWh	Superficie totale occupata	2.400	mq
Potenza di ciascun pannello policristallino	0,500	kWp	<b>Costo Totale dell'impianto</b>	<b>594.000</b>	<b>€</b>
Numero pannelli da 500 kWp	880	unità	<b>Potenza producibile annualmente PVGIS</b>	<b>462.896</b>	<b>kWh/anno</b>
Superficie occupata da ciascun pannello	2,583	mq	<b>kWh in autoconsumo della CER</b>	<b>458.267</b>	<b>kWh/anno</b>
Produzione di energia elettrica in Emilia per sistema fisso	1.052	kWh/kWinst	<b>kWh ceduti in rete</b>	<b>462.896</b>	<b>kWh/anno</b>
Coefficiente di riduzione produzione annuale	0,8%		<b>Ricavo da AUTOCONSUMO della CER</b>	<b>59.836</b>	<b>€/anno</b>
Manutenzione ordinaria (2 persona, 24 volte all'anno x 5 h gg)	10.800	€	<b>Ricavo da VENDITA dell'energia prodotta</b>	<b>41.661</b>	<b>€/anno</b>
Servizio di conteggio dell'energia elettrica prodotta - ENEL	650	€	<b>% ceduta alla CER (45%)</b>	<b>26.926</b>	<b>€/anno</b>
Imprevisti	5.000	€	<b>% al produttore (55%)</b>	<b>32.910</b>	<b>€/anno</b>
Percentuale di utilizzo in autoconsumo della Comunità Energetica	99%				
Percentuale di cessione in rete	100%				
<b>Cessione in rete dell'energia elettrica</b>	<b>0,09</b>	<b>€/kWh</b>			
<b>Autoconsumo dell'energia elettrica</b>	<b>0,13</b>	<b>€/kWh</b>			
<b>Costi Totali annuali</b>			<b>Ricavi Totali annuali</b>		
		<b>€ 16.450</b>			<b>€ 74.570</b>

Tabella 10: input calcolo del VAN impianto da 440 kWp

Considerato un tasso d'interesse pari al 3% è stato possibile effettuare un confronto grafico sull'andamento dell'investimento con e senza la tariffa premio derivante dalla condivisione dell'energia nella comunità energetica:



Figura 27: grafico andamento dell'investimento con e senza il contributo della CER

L'investimento iniziale, grazie al contributo derivante dalla condivisione dell'energia alla CER, ha un PBP di poco maggiore a tredici anni, mentre se non ci fosse la tariffa

incentivante, l'impianto non si riuscirebbe a ripagare visto l'andamento a ribasso del prezzo dell'energia elettrica.

### 6.3.2 VAN impianto 1 MWp

L'esborso anticipato per la creazione dell'impianto da 1 MW è stato di 1.109.889 €. Anche in questo caso sono stati calcolati i costi annuali per sostenere l'impianto, ed è stata aggiunta anche una assicurazione antincendio pari a 5000 €:

Calcolo Ricavi Impianto FV da 1 MWp			
DATI			
Dato	Valore	U di misura	
POTENZA DELL'IMPIANTO	999,00	kWp	
Costo netto a kWh comprensivo di manutenzione per 20 anni	1.111	€/kWh	
Potenza di ciascun pannello policristallino	0,500	kWp	
Numero pannelli da 500 kWp	1.998	unità	
Superficie occupata da ciascun pannello	1,569	mq	
Produzione di energia elettrica in Emilia per sistema fisso	1.132	kWh/kWinst	
Coefficiente di riduzione produzione annuale	0,8%		
Manutenzione ordinaria (2 persona, 24 volte all'anno x 5 h gg)	22.198	€	
Servizio di conteggio dell'energia elettrica prodotta - ENEL	650	€	
Assicurazione impianto furto incendio	5.000	€	
Imprevisti	5.000	€	
Percentuale di utilizzo in autoconsumo della Comunità Energetica	99%		
Percentuale di cessione in rete	100%		
<b>Cessione in rete dell'energia elettrica</b>	<b>0,09</b>	<b>€/kWh</b>	
<b>Autoconsumo dell'energia elettrica</b>	<b>0,12</b>	<b>€/kWh</b>	

CALCOLI			
Dato	Valore	U di misura	
Superficie totale occupata netta	3.135	mq	
Superficie totale occupata	30.000	mq	
<b>Costo Totale dell'impianto</b>	<b>1.109.889</b>	<b>€</b>	
Potenza producibile annualmente PVGIS	1.131.280	kWh/anno	
kWh in autoconsumo	1.119.967	kWh/anno	
kWh ceduti in rete	1.131.280	kWh/anno	
Ricavo da AUTOCONSUMO della CER	135.034	€/anno	
Ricavo da VENDITA dell'energia prodotta	101.815	€/anno	
% ceduta alla CER (45%)	60.765	€/anno	
<b>% al produttore (55%)</b>	<b>74.269</b>	<b>€/anno</b>	

<b>Costi Totali annuali</b>	<b>€ 32.848</b>	<b>Ricavi Totali annuali</b>	<b>€ 176.084</b>
-----------------------------	-----------------	------------------------------	------------------

Tabella 11: input calcolo del VAN impianto da 1 MWp

Considerato sempre un tasso d'interesse pari al 3% si calcolano le stesse curve calcolate per l'altro impianto:

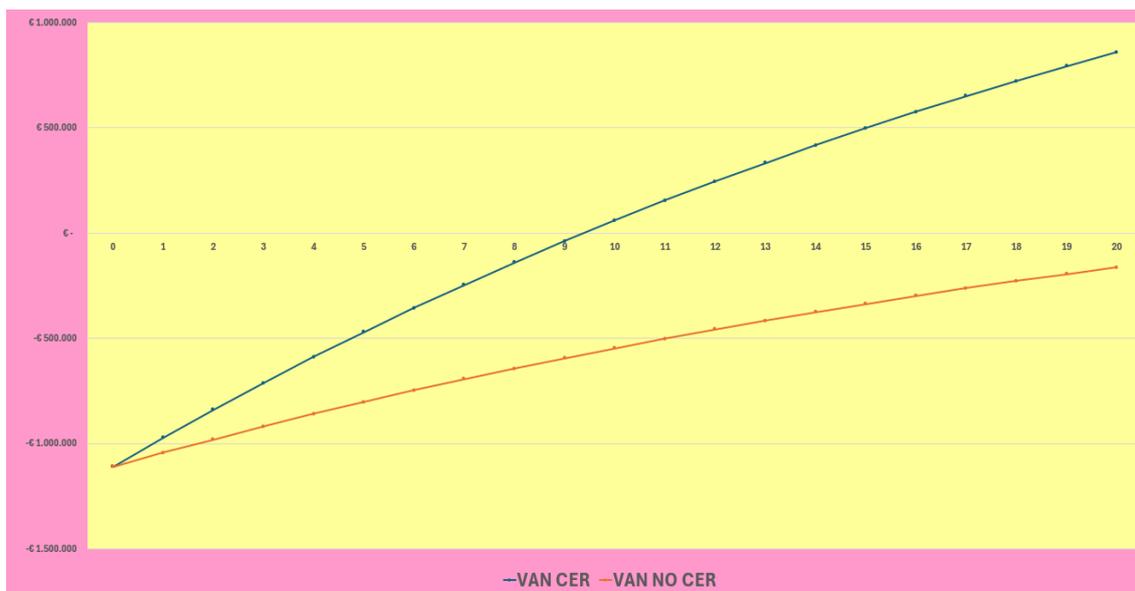


Figura 28: grafico andamento dell'investimento con e senza il contributo della CER

Anche in questo caso la presenza dell'impianto nella CER è fondamentale per raggiungere il PBP, che in questo caso viene raggiunto dopo poco più di nove anni. Un costo netto al kWh minore e la maggiore produzione di energia elettrica garantiscono un rientro dell'investimento, in proporzione, più rapido rispetto a quello dell'impianto da 440 kWp.

## CAPITOLO 7 -CONCLUSIONI

Come analizzato nel capitolo precedente il contributo derivante dalla CER, in particolare quello riconosciuto per la condivisione dell'energia dal GSE, è fondamentale per rendere sostenibile l'investimento di un impianto fotovoltaico; infatti, ipotizzando di avere un PZ=90 €/MWh l'investimento non si riesce a ripagare in 20 anni, senza la tariffa premio dovuta alla condivisione dell'energia con i membri della CER. Consultando il sito del GME è possibile visualizzare una previsione del prezzo dell'energia per il resto dell'anno 2024, la stima è di un prezzo che oscilla dai 75 €/MWh fino agli 85 €/MWh, cifre che

peggiorebbero ulteriormente l'investimento. In questo caso studio è stata utilizzata una percentuale di condivisione pari al 99%, verosimile con i valori registrati dei consumi e della produzione degli impianti coinvolti. Questo valore può variare, portando benefici o effetti negativi sulla redditività dell'investimento; infatti se la percentuale di condivisione dell'energia diventasse inferiore al 55% l'investimento dell'impianto da 440 kWp non sarebbe più sostenibile, in quanto non si riuscirebbe a raggiungere il Pay Back Period nei 20 anni in cui viene riconosciuto il contributo per la condivisione dell'energia dal GSE.

Con queste condizioni il Pay Back Period è raggiunto dopo 9 anni per l'impianto da 1 MWp e dopo 13 anni per l'impianto da 440 kWp, condizioni favorevoli per la redditività dell'investimento. In particolare, questi risultati sono raggiunti grazie alle condizioni favorevoli che caratterizzano questa CER, come la presenza di soli Enti pubblici e, in particolare, la presenza di un Ente ospedaliero che garantisce consumi elevati e costanti per tutta la durata dell'anno.

È proprio questo l'obiettivo delle comunità energetiche rinnovabili, che possono essere viste come un passo che l'Italia compie verso la transizione energetica, favorendo attraverso l'incentivo riconosciuto dal GSE l'installazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili anche per raggiungere uno stato di autosufficienza, stato nel quale attualmente l'Italia non si trova.

Secondo i dati Eurostat, l'Italia tra il 2021 e il 2022 non ha quasi aumentato la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, rimanendo sotto la media europea e facendosi superare da altri paesi come Cipro e Bulgaria:

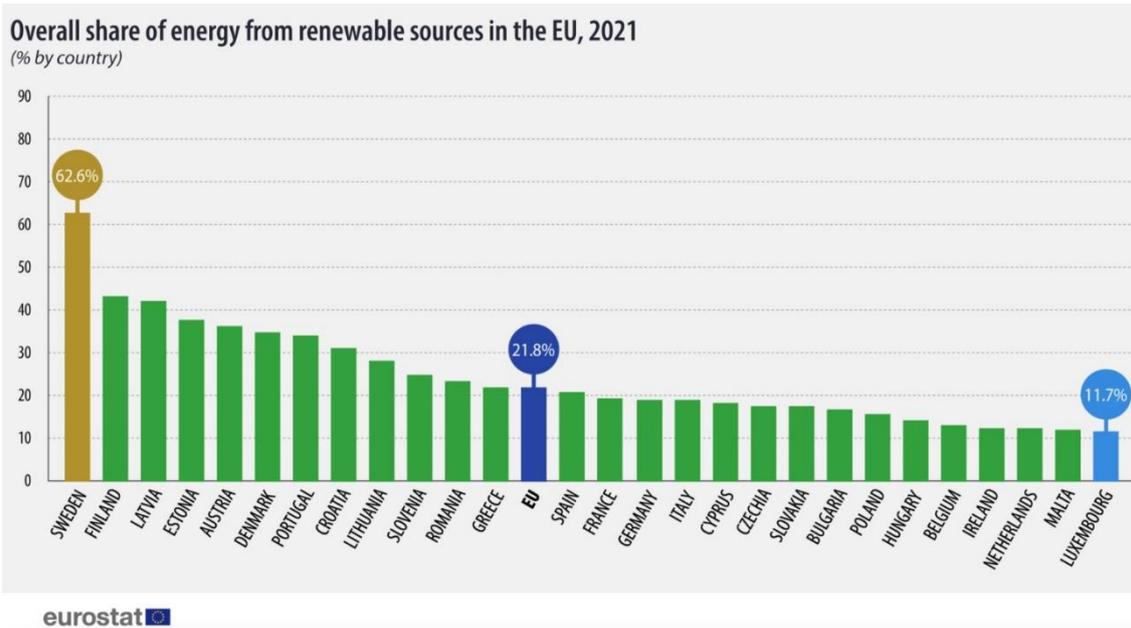


Figura 29: energia prodotta da fonti rinnovabili in Europa nel 2021

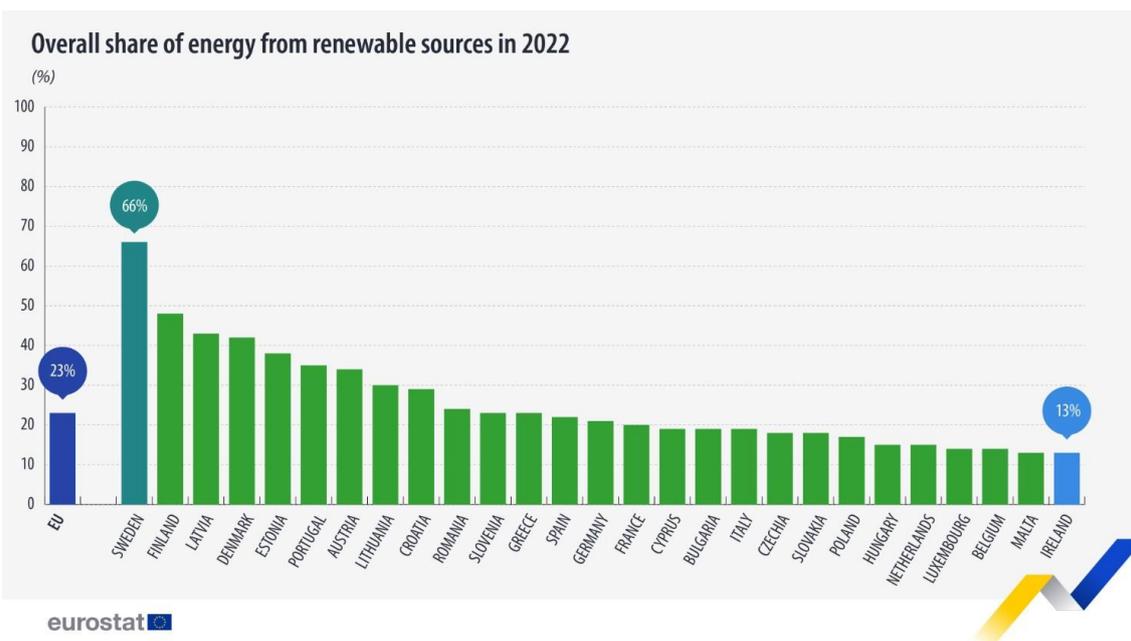


Figura 30: energia prodotta da fonti rinnovabili in Europa nel 2022

Questo sistema è stato creato proprio per incentivare le persone, ad osservare con maggiore interesse la possibilità di installare impianti di produzione di energia rinnovabile, perché anche l'installazione di un piccolo impianto sopra il tetto di un

condominio può aiutare il nostro paese verso l'obiettivo della decarbonizzazione e dall'indipendenza dal fossile.

# SITOGRAFIA

<https://www.mercatoelettrico.org/it/>

<https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/mappa-interattiva-delle-cabine-primarie>

[https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#:~:text=In%202022%2C%20renewable%20energy%20represented,up%20from%2021.9%25%20in%202021.)

[explained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics#:~:text=In%202022%2C%20renewable%20energy%20represented,up%20from%2021.9%25%20in%202021.](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#:~:text=In%202022%2C%20renewable%20energy%20represented,up%20from%2021.9%25%20in%202021.)

<https://www.sabar.it/>

<https://www.terna.it/it/chi-siamo/attivita/rete-elettrica-italiana>

<https://www.cervaldarno.it/>

<https://www.gazzettaufficiale.it/>

<https://www.nextville.it/home.php>

<https://www.mase.gov.it/comunicati/energia-mase-pubblicato-decreto-cer>

<https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/015-2024-R-eel.pdf>

<https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/le-comunita-energetiche-rinnovabili-in-pillole>

## RINGRAZIAMENTI

Ringrazio il Professor Fabio Berni per la disponibilità e per aver accettato di seguirmi in questo progetto.

Ringrazio la S.A.Ba.R., in particolare il direttore generale Marco Boselli, per avermi dato la possibilità di svolgere questa esperienza formativa.

Ringrazio Dario e Lorenzo che mi hanno seguito, consigliato e supportato durante l'esperienza in azienda, ma soprattutto per gli insegnamenti e i valori che mi hanno trasmesso.

Alla mia famiglia che mi ha sostenuto durante questo percorso: i miei genitori, Eric e Lorena, mia sorella, Beatrice, mia nonna, Mara, e i miei zii, Marilena e Ferruccio. Li ringrazio per avermi aiutato a superare i momenti di difficoltà e ad aver gioito con me per i traguardi raggiunti in questi anni.

Ringrazio i miei compagni di corso, che mi hanno aiutato ad affrontare questo percorso durato tre anni, in particolare Davide e Matteo.

Ai miei amici da una vita, con i quali ho condiviso momenti indimenticabili e che sono sempre stati disponibili per qualunque cosa di cui avessi bisogno.

Alla mia ragazza, Giulia, che da due anni mi sostiene e mi incoraggia ad oltrepassare le difficoltà, sostenendomi nelle scelte e spronandomi ad essere la versione migliore di me.