



SAPIENZA  
UNIVERSITÀ DI ROMA

# Strategie di digitalizzazione per l'efficienza energetica diffusa: il ruolo degli edifici intelligenti nelle comunità energetiche urbane

**Facoltà di Ingegneria civile e industriale**

**Dipartimento di Ingegneria aeronautica, elettrica ed energetica  
Dottorato di ricerca in "Engineering and Applied Science for Energy and  
Industry"**

**Andrea Massaccesi**

**Matricola 1470888**

Supervisore

Prof. Luigi Martirano

A.A. 2024-2025



UNIONE EUROPEA  
Fondo Sociale Europeo



*Ministero dell'Università  
e della Ricerca*



PON  
RICERCA  
E INNOVAZIONE  
2014 - 2020

REACT EU



La borsa di dottorato è stata cofinanziata con risorse del  
Programma Operativo Nazionale Ricerca e Innovazione 2014-2020, risorse FSE REACT-EU  
Azione IV.4 “Dottorati e contratti di ricerca su tematiche dell’innovazione”  
e Azione IV.5 “Dottorati su tematiche Green”



*“Ogni giorno fai dei progressi. Ogni passo può essere fruttuoso.  
Tuttavia, si prospetta dinanzi un percorso sempre in sviluppo, sempre in ascesa, sempre in  
miglioramento. Sai che non arriverai mai alla fine del viaggio. Ma questo, lungi dallo scoraggiarti,  
aggiungerà solo gioia e gloria alla scalata”*

**Sir Winston Churchill**

## **Ringraziamenti**

A mio padre per la pazienza, per il supporto e per tutti i consigli lungo tutto il percorso di formazione accademica di questi anni, senza di lui sarebbe stato tutto molto più difficile;

Al Prof. Luigi Martirano per aver trasmesso, con competenza e garbo, non solo il know how accademico, ma anche la passione e la tenacia che lo contraddistinguono, rappresentando un punto di riferimento imprescindibile nei momenti più sfidanti del percorso;

A Carla che con la sua pazienza e la sua vicinanza emotiva ha contribuito in maniera importante ad un passo fondamentale della mia vita.

## SOMMARIO

|         |                                                                              |    |
|---------|------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.      | INTRODUZIONE .....                                                           | 10 |
| 2.      | TECNOLOGIE ABILITANTI .....                                                  | 11 |
| 2.1     | STRUTTURA .....                                                              | 11 |
| 2.2     | IMPIANTI TECNOLOGICI .....                                                   | 14 |
| 2.3     | INTEGRAZIONE DI FONTI RINNOVABILI .....                                      | 19 |
| 2.4     | BIM .....                                                                    | 21 |
| 2.4.1   | Modellazione tridimensionale – BIM 3D .....                                  | 22 |
| 2.4.2   | Pianificazione temporale – BIM 4D .....                                      | 22 |
| 2.4.3   | Stima dei costi – BIM 5D .....                                               | 23 |
| 2.4.4   | Sostenibilità e impatto ambientale – BIM 6D (7D UNI 11337) .....             | 24 |
| 2.4.5   | Gestione del patrimonio e manutenzione – BIM 7D (6D UNI 11337) .....         | 24 |
| 2.4.6   | Sicurezza in fase di progettazione e di esecuzione dell’opera – BIM 8D ..... | 25 |
| 2.4.7   | Costruzione snella – BIM 9D .....                                            | 26 |
| 2.4.8   | Industrializzazione delle costruzioni – BIM 10D .....                        | 27 |
| 2.4.9   | Progettazione esecutiva e coordinamento interdisciplinare .....              | 28 |
| 2.4.10  | IFC - Industry Foundation Classes .....                                      | 29 |
| 2.5     | SISTEMI DI CONTROLLO E DI GESTIONE DELL’ENERGIA .....                        | 31 |
| 3.      | DIGITALIZZAZIONE DEGLI EDIFICI .....                                         | 33 |
| 3.1     | BUILDING AUTOMATION CONTROL SYSTEM (BACS) .....                              | 36 |
| 3.1.1   | PROTOCOLLI DI COMUNICAZIONE .....                                            | 41 |
| 3.1.1.1 | Konnex (KNX) .....                                                           | 41 |

|         |                                                                      |    |
|---------|----------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1.1.2 | Modbus.....                                                          | 45 |
| 3.1.1.3 | BACnet.....                                                          | 46 |
| 3.1.1.4 | DALI (Digital Addressable Lighting Interface).....                   | 47 |
| 3.1.2   | ARCHITETTURE DI RETE .....                                           | 48 |
| 3.2     | DIGITAL TWIN (DT).....                                               | 51 |
| 3.2.1   | LE FASI DI ELABORAZIONE DI UN DT .....                               | 51 |
| 3.2.2   | VANTAGGI DEL DT.....                                                 | 54 |
| 4.      | COMUNITA' ENERGETICHE.....                                           | 55 |
| 4.1     | ASPETTI NORMATIVI.....                                               | 57 |
| 4.1.1   | Energy Union Strategy .....                                          | 58 |
| 4.1.2   | Direttiva RED II .....                                               | 60 |
| 4.1.3   | Direttiva IEM .....                                                  | 61 |
| 4.1.4   | Fase Transitoria .....                                               | 61 |
| 4.1.4.1 | Decreto Milleproroghe 162/2019 art. 42 bis e Legge n. 8/2020 .....   | 61 |
| 4.1.4.2 | Delibera ARERA 318/2020/R/EEL .....                                  | 63 |
| 4.1.4.3 | Decreto Ministeriale 16/9/20 .....                                   | 64 |
| 4.1.4.4 | Regole tecniche GSE.....                                             | 64 |
| 4.1.5   | Fase Definitiva.....                                                 | 65 |
| 4.1.5.1 | Decreto Legislativo 199/2021 e Decreto Legislativo n. 210/2021 ..... | 65 |
| 4.1.5.2 | La delibera ARERA 727/2022/R/EEL.....                                | 66 |
| 4.1.5.3 | Decreto Ministeriale CACER.....                                      | 67 |
| 4.1.5.4 | Delibera ARERA (revisione TIAD e Regole operative GSE) .....         | 67 |

|         |                                                                            |     |
|---------|----------------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.1.6   | Possibili Configurazioni .....                                             | 67  |
| 4.1.6.1 | Cliente Attivo a Distanza .....                                            | 70  |
| 4.1.6.2 | Gruppo di Clienti Attivi .....                                             | 71  |
| 4.1.6.3 | Autoconsumatore a distanza .....                                           | 74  |
| 4.1.6.4 | Autoconsumatore individuale di energia “a distanza” con linea diretta..... | 76  |
| 4.1.6.5 | Gruppo di autoconsumatori .....                                            | 76  |
| 4.1.6.6 | CEC.....                                                                   | 79  |
| 4.1.6.7 | CER.....                                                                   | 81  |
| 4.1.7   | Calcolo dei Contributi .....                                               | 84  |
| 4.1.7.1 | Contributi in Conto Esercizio .....                                        | 85  |
| 4.1.7.2 | Contributi in Conto Capitale .....                                         | 101 |
| 4.2     | DIFFUSIONE A LIVELLO EUROPEO ED ITALIANO.....                              | 106 |
| 5.      | CASE STUDY .....                                                           | 111 |
| 5.1     | Microrete Residenziale Isolata .....                                       | 111 |
| 5.1.1   | Interventi di Riqualificazione.....                                        | 113 |
| 5.1.1.1 | Involucro Edilizio .....                                                   | 113 |
| 5.1.1.2 | Impianto Termico .....                                                     | 115 |
| 5.1.1.3 | Impianto Elettrico.....                                                    | 116 |
| 5.1.1.4 | Sistema Domotico di Gestione e Controllo.....                              | 117 |
| 5.1.1.5 | Sistema di Monitoraggio energetico dell’edificio .....                     | 120 |
| 5.1.2   | Risultati dell’Analisi Energetica .....                                    | 121 |
| 5.1.2.1 | Performance Termica .....                                                  | 121 |

|         |                                                                   |     |
|---------|-------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.1.2.2 | Performance Elettrica e PV .....                                  | 126 |
| 5.1.3   | Analisi Critica dei Risultati .....                               | 128 |
| 5.1.4   | Analisi Economica .....                                           | 133 |
| 5.1.5   | Inclusione in uno scenario di Distretto a Energia Positiva.....   | 135 |
| 5.1.5.1 | Analisi Energetica e Ambientale del Distretto Energetico .....    | 137 |
| 5.1.5.2 | Analisi Economica della DEP .....                                 | 141 |
| 5.2     | Edificio Multi Unità Residenziali (EMUR).....                     | 143 |
| 5.2.1   | Dimensionamento dell'impianto Fotovoltaico .....                  | 144 |
| 5.2.2   | Consumi Condominiali.....                                         | 146 |
| 5.2.2.1 | Illuminazione parti comuni.....                                   | 147 |
| 5.2.2.2 | Ascensore .....                                                   | 148 |
| 5.2.2.3 | Riscaldamento centralizzato .....                                 | 151 |
| 5.2.3   | Profilo del consumo energetico degli utenti.....                  | 161 |
| 5.2.4   | Analisi Economica .....                                           | 165 |
| 5.2.4.1 | Risparmio energetico condominiale .....                           | 165 |
| 5.2.4.2 | Valutazione incentivi .....                                       | 169 |
| 5.2.4.3 | Indici economici del caso studio.....                             | 175 |
| 5.3     | STIF-ONE (Sustainable Transition Innovation Framework n. 1) ..... | 178 |
| 5.3.1   | Analisi tecnica della nuova centrale idroelettrica .....          | 181 |
| 5.3.2   | Proposta di riqualificazione della centrale idroelettrica .....   | 191 |
| 5.3.3   | Analisi finanziaria della riqualificazione proposta .....         | 196 |
| 5.3.4   | Impianto di produzione fotovoltaico .....                         | 198 |

|       |                                                                     |     |
|-------|---------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.3.5 | Upgrade della centrale idroelettrica .....                          | 201 |
| 5.3.6 | Profilo dei consumi della Comunità Energetica Rinnovabile.....      | 208 |
| 5.3.7 | Profilo della produzione della Comunità Energetica Rinnovabile..... | 212 |
| 5.3.8 | Bilancio Energetico della Comunità Energetica Rinnovabile.....      | 214 |
| 5.3.9 | Analisi Economica della CER .....                                   | 217 |
| 6.    | CONCLUSIONI.....                                                    | 222 |
| 7.    | Bibliografia .....                                                  | 224 |

# 1. INTRODUZIONE

In un mondo sempre più popolato nel quale la tecnologia la fa da padrone e dove si presentano sempre nuove sfide alle quali bisogna dare risposte chiari e celeri, è sempre di più al centro dell'attenzione la tematica dell'energia. Oggigiorno siamo abituati a dare per scontato che il nostro modello energetico, così come lo conosciamo, sia robusto, resiliente e soprattutto infallibile di fronte alle diverse problematiche mondiali; questa ultima considerazione in verità nasconde dietro di sé molte insidie, una delle tante riguarda proprio la disponibilità delle fonti energetiche, le quali potrebbero sia provocare effetti collaterali all'ambiente o nel peggiore dei casi addirittura non più essere sufficienti a produrre l'energia per tutti gli utenti che ne hanno attualmente disponibilità.

L'attuale modello energetico, ossia la disponibilità immediata e certa dell'energia elettrica in funzione delle nostre attività quotidiane, è una conquista importante al servizio di tutti i cittadini, forse la più importante dello scorso secolo, come tale non è priva di sfide, anzi, il mantenimento di questo modello ci pone l'obbligo di adoperarci al fine di ottimizzare i processi di produzione e soprattutto quelli dei consumi.

Al giorno d'oggi risulta di fondamentale importanza sperimentare nuove tecnologie sia per la produzione energia in modo pulito ed efficiente, sia per la gestione della stessa in fase di trasporto e consumo per le utenze.

A tal fine l'elaborato proposto tratta il tema energetico con una visione di integrazione tra tecnologia e uomo, il testo propone della soluzione ad alto contenuto tecnologico che se utilizzate nella giusta maniera, ossia con la consapevolezza che essa non è fine a stessa ma va gestita in una precisa direzione, è sicuramente destinata ad aumentare il benessere individuale e collettivo senza produrre inutili e dannosi sprechi.

In particolare, il testo tratta delle possibili tecnologie utilizzabili sia per ridurre le perdite a livello di produzione e di trasporto dell'energia sia soprattutto per efficientare i consumi degli edifici e allo stesso tempo garantire il mantenimento dei parametri ottimali per il benessere degli utenti.

Stando agli ultimi dati in Italia quello degli edifici è il primo settore per consumi di energia, con quasi il 45% dei consumi finali, questo ci permette di capire che l'ottimizzazione di tali consumi

è necessaria per garantire un futuro collettivo che permetta il mantenimento dell'attuale modello energetico e permetta allo stesso tempo una civiltà più tecnologica e consapevole delle sfide future che ci attendono.

## **2. TECNOLOGIE ABILITANTI**

Le tecnologie abilitanti per l'efficientamento energetico degli edifici sono soluzioni avanzate, spesso digitali o smart, che permettono di migliorare le prestazioni energetiche, ridurre i consumi, ottimizzare i costi di gestione e aumentare il comfort abitativo.

Queste tecnologie sono possono essere di diversi tipi:

- tecnologie per l'efficienza dell'involucro edilizio;
- tecnologie per l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- tecnologie digitali e strumenti di progettazione;
- sistemi di accumulo e gestione intelligente dell'energia;
- intelligenza artificiale e data analytics;
- mobilità sostenibile integrata.

L'integrazione di queste soluzioni tecnologiche permette un passo avanti nel modo di progettare, costruire e gestire gli edifici che permettono di effettuare un passo fondamentale in accordo con la transizione energetica.

Queste tecnologie oltre a migliorare le prestazioni energetiche degli edifici in modo consistente, sia di vecchia che di nuova costruzione, permettono una riduzione sostanziale delle emissioni di CO<sub>2</sub> e allo stesso tempo l'aumento del comfort abitativo e di conseguenza la qualità della vita degli utenti.

### **2.1 STRUTTURA**

L'intervento sull'involucro edilizio rappresenta uno degli aspetti principali utili al raggiungimento del comfort termico dell'edificio, l'involucro rappresenta una sorta di "barriera" verso l'esterno che permette di isolare termicamente l'ambiente interno da tutte le condizioni climatiche esterne garantendo una situazione di inerzia termica ad alta efficienza. La sua composizione incide in maniera importante a livello di:

- Dispersione termica;
- Resistenza agli agenti atmosferici;
- Isolamento acustico.

I principali componenti dell'involucro sono tutti coloro che rappresentano una sorta di "pelle" dell'edificio, ossia le pareti, tetto e finestre. Il parametro che caratterizza la loro capacità termica, ossia la capacità di isolare l'ambiente interno con l'esterno riducendo gli scambi di calore, è la trasmittanza  $U$  calcolata in  $W/m^2 K$  ossia Watt per metro quadrato per Kelvin. Essa rappresenta la quantità di calore che attraversa una struttura di un edificio (ad esempio una parete esterna) a causa della differenza di temperatura esistente tra i due estremi (interno ed esterno) di tale struttura. In sostanza, è la misurazione dell'efficienza con cui un materiale resiste al passaggio di calore e permette di rispondere principalmente a due domande: quanto calore trattiene un edificio e quanto ne disperde.

In Italia dal 2021 sono state introdotti degli specifici valori di trasmittanza per tutta la tipologia di involucri in funzione della zona climatica (Figura 1).

| Tipologia di intervento         |                                                                                                                                                                                                                                                                | Requisiti tecnici di soglia per la tecnologia |                           |
|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------|
| Articolo 4, comma 1, lettera a) | <i>i.</i> Strutture opache orizzontali: isolamento coperture (calcolo secondo le norme UNI EN ISO 6946)                                                                                                                                                        | Zona climatica A                              | $\leq 0,27 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica B                              | $\leq 0,27 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica C                              | $\leq 0,27 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica D                              | $\leq 0,22 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica E                              | $\leq 0,20 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica F                              | $\leq 0,19 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 | <i>ii.</i> Strutture opache orizzontali: isolamento pavimenti (calcolo secondo le norme UNI EN ISO 6946)                                                                                                                                                       | Zona climatica A                              | $\leq 0,43 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica B                              | $\leq 0,40 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica C                              | $\leq 0,30 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica D                              | $\leq 0,28 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica E                              | $\leq 0,25 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica F                              | $\leq 0,23 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 | <i>iii.</i> Strutture opache verticali: isolamento pareti perimetrali (calcolo secondo le norme UNI EN ISO 6946)                                                                                                                                               | Zona climatica A                              | $\leq 0,38 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica B                              | $\leq 0,38 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica C                              | $\leq 0,30 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica D                              | $\leq 0,26 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica E                              | $\leq 0,23 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica F                              | $\leq 0,22 W/m^2 \cdot K$ |
| Articolo 4, comma 1, lettera b) | Sostituzione di chiusure trasparenti, comprensive di infissi (calcolo secondo le norme UNI EN ISO 10077-1), se installate congiuntamente a sistemi di termoregolazione o valvole termostatiche ovvero in presenza di detti sistemi al momento dell'intervento. | Zona climatica A                              | $\leq 2,60 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica B                              | $\leq 2,60 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica C                              | $\leq 1,75 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica D                              | $\leq 1,67 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica E                              | $\leq 1,30 W/m^2 \cdot K$ |
|                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                | Zona climatica F                              | $\leq 1,00 W/m^2 \cdot K$ |

**Figura 1. Valori limite di trasmittanza in base alla zona climatica secondo la norma UNI EN ISO 6946**

Le zone climatiche sono in funzione della geografia dell'Italia e rappresentano le aree geografiche che condividono caratteristiche climatiche simili, determinate principalmente dalla

latitudine e dalla distribuzione delle terre emerse. Tale suddivisione è basata sui “gradi giorno” (GG), una misura del fabbisogno di riscaldamento di una specifica zona.

Il rispetto di tali limiti, oltre ad essere vincolante ai fini dell’accesso agli incentivi dell’Ecobonus, è determinante per ottenere il corretto equilibrio tra comfort termico degli utenti e il corrispettivo consumo energetico dell’edificio.

Risulta perciò evidente come diventa necessario rispettare il parametro della trasmittanza per ogni specifico involucro, a tal fine per migliorare la performance energetica degli involucri verticali e orizzontali, risulta utile disporre di un isolamento termico avanzato che si ottiene tramite l’installazione di materiali tecnologicamente avanzati come:

- Aerogel: ultraleggero, con la conducibilità termica più bassa tra gli isolanti commerciali.
- Poliuretano espanso: alta capacità isolante, molto usato nei pannelli rigidi.
- Fibra di legno, sughero, lana di roccia: materiali naturali, traspiranti e con buone prestazioni termiche e acustiche.
- Isolamento interno o esterno: in base alle condizioni dell’edificio si sceglie il cappotto esterno (più efficace) o l’isolamento interno.

Per quanto riguarda gli infissi ed i serramenti si possono adottare tecnologie innovative come:

- Vetrocamera doppia o tripla con gas isolante (argon, krypton) tra le lastre di vetro.
- Vetri basso emissivi: riducono la perdita di calore radiante.
- Telai a taglio termico: interruzione della conduzione termica tra interno ed esterno.
- Sistemi oscuranti intelligenti: persiane e tapparelle automatizzate che migliorano la protezione solare.

Infine per le coperture al fine di migliorare l’isolamento termico e la gestione dell’energia si possono adottare soluzioni migliorative rispetto a quelle standard come la possibilità di implementare strati vegetali su tetti piani o leggermente inclinati che sono in grado di aumentare l’isolamento termico e assorbire l’acqua piovana, migliorando anche la qualità dell’aria oppure utilizzare coperture riflettenti che riducono l’assorbimento della radiazione solare, mantenendo gli ambienti più freschi in estate.

Tutte queste tecnologie hanno un costo abbastanza elevato in termini di investimento iniziale ma allo stesso tempo un punto di break even stimato che lo rende sostenibile a livello economico.

## 2.2 IMPIANTI TECNOLOGICI

Gli impianti tecnologici rappresentano un aspetto imprescindibile per raggiungere il benessere degli utenti a livello termico, illuminotecnico garantendo l'ottimizzazione dei consumi aumentando la performance energetica.

L'impianto termico è uno dei più dispendiosi a livello di consumo energetico, per soddisfare il carico termico e raggiungere la condizione ambientale ottimale è necessario scegliere tra le migliori tecnologie innovative attualmente disponibili:

- **Pompe di calore (PdC):** tecnologia full electric che è in grado di trasformare energia elettrica in energia termica tramite cicli termici prestabiliti producendo sia riscaldamento che raffrescamento. Le tipologie sono differenti e variano tra aria-aria, aria-acqua e geotermiche, tramite il COP (coefficient of performance) siamo in grado di capire l'efficienza del sistema, ossia tra la quantità di energia elettrica assorbita e quella termica erogata in ambiente;
- **Caldaie a condensazione:** generatore di calore che prevede come fonte primaria il gas (metano o GPL) utilizzato per riscaldare ambienti e per produrre acqua calda sanitaria (ACS), grazie al raffreddamento dei fumi di scarico (fino alla temperatura di condensa), garantiscono un rendimento superiore rispetto alle caldaie tradizionali;
- **Sistemi ibridi:** prevedono l'utilizzo di entrambe le tecnologie ottimizzando i consumi in base alle condizioni climatiche esterne garantendo maggior flessibilità e ridondanza.

Per quanto riguarda i terminali di emissione, il più efficiente è il sistema radiante a bassa temperatura, esso può essere utilizzato sia per il riscaldamento che per il raffrescamento e può essere integrato in vari modi, tra i quali a pavimento, a soffitto o a parete. Il sistema è molto più efficiente grazie al funzionamento a temperature più basse rispetto ai tradizionali radiatori garantendo maggior comfort e minori consumi riuscendo a distribuire in maniera uniforme il calore. Tuttavia, per quanto riguarda il raffrescamento questo metodo è molto più delicato in quanto va integrato con un sistema di rilevamento dell'umidità al fine di evitare fenomeni di condensa che rovinerebbero gli involucri. Spesso per il raffrescamento, al fine di evitare

sconvenevoli episodi, si opta per un terminale di tipo fancoil che permette di erogare aria fresca direttamente in ambiente con un'inerzia termica minore ed un'efficienza elevata.

Per completare l'ottimizzazione dell'impianto è opportuno utilizzare sistemi di accumulo termico che sono in grado di stoccare energia termica in modo da utilizzarla in un successivo momento favorendo il bilanciamento tra domanda ed offerta, il più utilizzato a livello residenziale e commerciale sono i classici puffer per acqua calda che opportunamente dimensionati garantiscono un livello di efficienza maggiore di tutto l'impianto.

Una tipologia di impianto che riesce a garantire standard elevati di benessere è la ventilazione meccanica controllata (VMC), essa assicura il ricambio di aria in modo controllato migliorando la qualità dell'aria interna e l'efficienza energetica globale, questo sistema può essere integrato con sistema di recupero di calore che permettendo uno scambio di calore tra l'aria in uscita e quella in entrata riduce le perdite termiche.

In riferimento alla parte di impiantistica elettrica la tendenza è quella di elettrificare i consumi ed integrare delle fonti di produzione rinnovabili con sistemi di accumulo che siano in grado di gestire in modo efficiente i flussi di energia ottimizzando i consumi e riducendo l'impatto sulla rete elettrica. La volontà è quella di creare delle microgrid full electric che rendono l'utenza un punto di produzione/consumo in grado di autosostenersi a livello energetico e in caso di possibilità immettere in rete la parte di surplus energetico prodotto.

I sistemi di accumulo dell'energia a batteria (BESS) svolgono un ruolo cruciale nell'ottimizzare i vantaggi dell'incorporazione dell'energia rinnovabile negli edifici intelligenti. Questi sistemi mitigano la natura sporadica delle fonti rinnovabili, come il solare e l'eolico accumulando l'energia in eccesso durante i periodi di alta produzione e scaricandola quando la domanda supera l'offerta o quando la generazione rinnovabile è insufficiente. I moderni sistemi di accumulo dell'energia a batteria (BESS) di utilizzano tecnologie di batterie all'avanguardia di, tra cui gli ioni di litio, le batterie a flusso, e le batterie allo stato solido in via di sviluppo, per offrire una densità di energia superiore, una maggiore durata dei cicli e tempi di risposta rapidi. La scelta della tecnologia delle batterie dipende da vari aspetti quali il costo, i criteri di prestazione e i requisiti architettonici unici. Inoltre, studi recenti si sono concentrati sul miglioramento delle prestazioni dei sistemi di accumulo di energia a batteria (BESS) impiegando tecniche di controllo avanzate.

L'implementazione di algoritmi di controllo predittivo del modello (MPC) per ottimizzare i cicli di carica e scarica delle batterie, tenendo conto della produzione di energia rinnovabile prevista, dei prezzi dell'energia e dei profili di carico degli edifici, migliorano notevolmente i vantaggi economici e ambientali dell'integrazione dei BESS [1].

La microgrid ha il vantaggio di essere gestita in maniera flessibile tramite sistemi avanzati digitali di building automation che grazie all'utilizzo di tecnologie innovative applicate ai vari campi, e ad algoritmi di ottimizzazione per la gestione dei carichi e del sistema di accumulo riesce a ridurre i consumi e a gestire al meglio le risorse energetiche.

La **digitalizzazione degli impianti negli edifici** rappresenta una trasformazione fondamentale per rendere gli ambienti più intelligenti, efficienti, sostenibili e sicuri. Questo processo consiste nell'integrare tecnologie digitali nei sistemi elettrici, termici, idraulici e nella gestione in maniera intelligente tutti gli impianti e i carichi connessi con algoritmi di efficientamento che provengono da sistemi di supervisione e di gestione multi-layer. Data l'importanza dell'argomento verranno descritte in un apposito capitolo tutte le possibili tecnologie inerenti alla digitalizzazione degli impianti a servizio degli edifici.

Un aspetto importante della digitalizzazione riguarda la parte illuminotecnica, infatti l'utilizzo di sistemi di illuminazione a basso consumo gioca un ruolo chiave a livello di consumi elettrici, oggi la tecnologia migliore è certamente quella a LED che garantisce un rapporto flusso luminoso consumo/ molto elevato; l'efficienza della sorgente luminosa per questo tipo di tecnologia ha raggiunto valori enormi (130-140 lm/W) se si pensa a qualche anno fa quando la maggioranza delle lampade erano ad incandescenza (10-30 lm/W) o alogene (50-80 lm/W).

La differenza è talmente elevata che ormai il LED rappresenta in ogni campo la migliore soluzione a livello energetico e non solo, la sua caratteristica lineare tra potenza e flusso luminoso la rende ottimale in termini di dimmerazione e perfettamente integrabile nei sistemi digitali intelligenti che sono in grado di interagire con sensori di qualsiasi tipo associando in automatico il livello di luminosità prodotto con quello necessario al raggiungimento di una soglia prefissata di stabilità. Ciò aumenta ancora di più l'efficienza dell'impianto di illuminazione riducendo gli sprechi e garantendo sempre il miglior comfort visivo dell'utente in ogni zona di applicazione.

L'utilizzo di microreti garantisce l'integrazione oltre dei sistemi accumulo anche di colonnine di ricarica al servizio dei veicoli elettrici.

Le restrizioni imposte alle emissioni inquinanti, l'utilizzo di energia rinnovabile nella generazione di elettricità e il progresso di sistemi di accumulo dell'energia più efficienti hanno contribuito ad aumentare la diffusione dei veicoli elettrici per scopi di trasporto. La sinergia tra le fonti di energia rinnovabile (FER) e i veicoli elettrici non solo offre vantaggi economici aumentando la penetrazione sul mercato di entrambe le tecnologie, ma fornisce anche un'ulteriore opzione per migliorare l'efficacia del livellamento dell'intermittenza delle fonti rinnovabili. In particolare, le batterie dei veicoli elettrici possono comportarsi come unità di stoccaggio stazionarie con flusso di energia bidirezionale per sfruttare la generazione locale di fonti rinnovabili, come i sistemi fotovoltaici (PV).

I paradigmi Vehicle-to-Grid (V2G) e Vehicle-to-Home V2H svolgono un ruolo significativo in un contesto di smart grid, trasformando i veicoli elettrici da semplici dispositivi di trasporto ad attori attivi nella flessibilizzazione del sistema elettrico per migliorare l'integrazione delle fonti di energia rinnovabili presso l'utente finale [2]. V2G implica la restituzione alla rete dell'energia immagazzinata in casi specifici, mentre V2H consente di utilizzare l'energia immagazzinata per le esigenze domestiche.

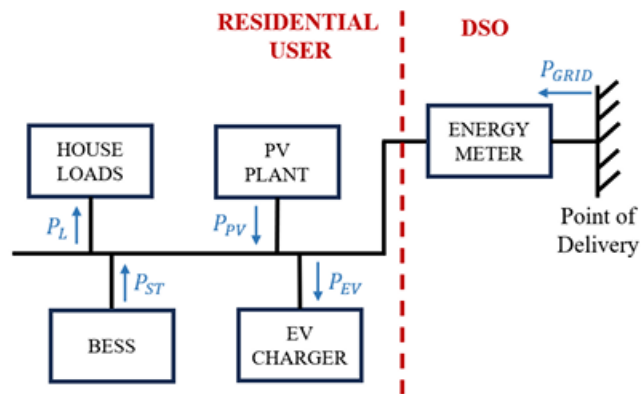
Concentrandosi su V2H, l'energia fotovoltaica in eccesso può essere immagazzinata nella batteria dei veicoli elettrici per soddisfare successivamente la domanda di elettricità domestica.

Questo approccio non solo aumenta l'autoconsumo del fotovoltaico, ma aumenta anche la resilienza delle reti di distribuzione elettrica con un'elevata generazione distribuita di FER. Inoltre, l'energia fotovoltaica in eccesso può essere fornita all'abitazione dalla batteria EV quando i prezzi del mercato dell'energia sono più alti per privilegiare l'acquisto quando il prezzo è più basso.

Questi studi approfondiscono principalmente gli aspetti energetici e la gestione delle batterie dei veicoli elettrici, riconoscendo e concentrando sullo sviluppo di algoritmi di gestione e pianificazione per le fonti multienergetiche che servono gli edifici, concentrando sull'ottimizzazione dei costi in scenari di sistema energetico giornaliero variabili. Tuttavia, nello stato dell'arte la batteria dei veicoli elettrici è sempre utilizzata come una singola unità di

accumulo di energia che può essere caricata e scaricata in base all'algoritmo di gestione della batteria in loco. Questo può portare a situazioni indesiderate, come l'aumento dei cicli equivalenti della batteria e l'impossibilità di definire i confini tra il fabbisogno di EV per scopi di trasporto e la quota dedicata al servizio V2H.

Una tecnologia ancora più performante si può ottenere introducendo un nuovo approccio per la gestione delle batterie dei veicoli elettrici, basato sul concetto di “partizione virtuale” della batteria dei veicoli elettrici, al fine di definire la quantità di capacità complessiva da associare a un servizio specifico. La strategia di partizione virtuale delle batterie dei veicoli elettrici mira a ridurre i costi totali dell'elettricità, a considerare il comfort degli utenti, a migliorare le prestazioni ambientali dei proprietari degli impianti fotovoltaici e a eliminare la necessità di dispositivi di flessibilità dedicati, come le unità di stoccaggio o l'integrazione di unità di stoccaggio esistenti per espandere la capacità in modo semplice e diretto.



**Figura 2. Possibile configurazione di flussi energetici**

Questo metodo permette di gestire una parte della capacità della batteria per soddisfare le esigenze energetiche del veicolo ed una parte per quelle dei carichi residenziali, questi ultimi possono essere alimentati in assenza di disponibilità di energia da parte del sistema di accumulo elettrico facente parte dell'impianto di produzione fotovoltaica (funzione di backup) oppure in assenza di un sistema di accumulo dati i costi abbastanza elevati.

Questa funzione di accumulo virtuale può essere gestita in completa autosufficienza con logiche studiate sulle base delle esigenze degli utenti senza impattare in alcun modo sull'esigenza di ricarica del veicolo che rimane sempre in priorità assoluta.

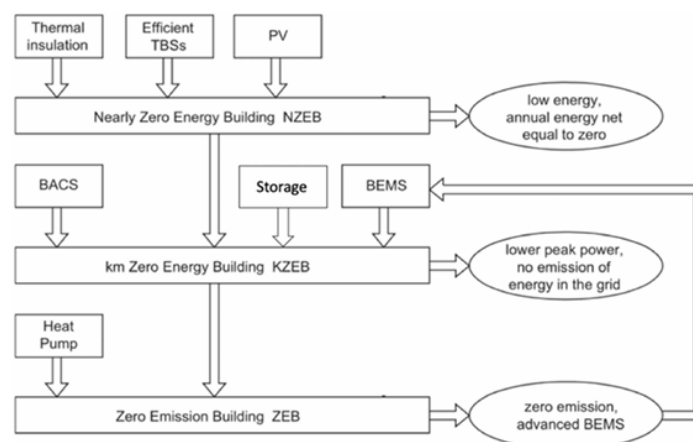
## **2.3 INTEGRAZIONE DI FONTI RINNOVABILI**

Una sfida fondamentale che riguarda l'efficientamento degli edifici è l'integrazione di produzione da fonti rinnovabili per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e garantire la sostenibilità del patrimonio edilizio esistente e futuro. Gli edifici rappresentano i maggiori produttori di consumi energetici e delle emissioni di gas serra a causa delle tecnologie obsolete degli impianti tecnologici, inefficienza degli involucri e mancanza di produzione di energia green.

L'installazione di fonti rinnovabili (FER) opportunamente integrate in un progetto di riqualificazione energetica permettono di produrre in loco energia elettrica e/o termica limitando costi, perdite e impatto ambientale, tutto ciò non solo rende gli edifici sostenibili aumentando valore dell'immobile ma allo stesso tempo migliora il comfort abitativo e dando il via a nuovi modelli energetici come le comunità energetiche (CER) aprendo la partecipazione ai cittadini al ruolo di utenti attivi.

L'evoluzione normativa obbliga gli edifici di nuova realizzazione ad integrare la produzione di energia rinnovabile in funzione della tipologia di edificio e della sua superficie di proiezione in pianta sul terreno, il fine è quello di arrivare ad una prestazione energetica ottimale che riduca l'impatto sulla rete elettrica rendendo l'edificio NZEB (Nearly Zero Energy Building). Questa tipologia di edifici è soltanto il primo passo verso una completa riduzione dell'impatto sia ambientale che a livello di rete elettrica nazionale.

Una definizione di tipologia innovativa di edifici si può trovare nella Figura 3 all'interno dell'articolo [3].



**Figura 3. Definizione di varie tipologie di edifici ad alta prestazione energetica**

Il termine Nzeb viene utilizzato per definire gli edifici in cui il bilancio energetico annuale è quasi nullo. Ciò si ottiene grazie all'isolamento termico, agli impianti fotovoltaici e all'uso di TBS (Technical Building System). Facendo riferimento a un parametro come l'energia, si può notare che potrebbe essere più appropriato utilizzare la definizione di “edificio a energia netta zero” anziché “quasi zero”. Infatti, sebbene il bilancio energetico sia quasi nullo, la potenza istantanea scambiata con la rete potrebbe non essere pari a zero, il che implica un forte impatto sulla rete con la possibilità di fenomeni caotici.

Un altro passo per migliorare l'efficienza è passare da un bilancio energetico a un bilancio di potenza istantaneo. Con l'utilizzo di accumulatori termici ed elettrici, situati nell'edificio stesso, e di un sistema di Demand Side Management è possibile limitare istantaneamente i flussi con la rete, facilitando il compito del distributore. Per implementare un sistema di gestione efficiente, è necessario utilizzare sistemi di controllo BACS e sistemi di supervisione BEMS. Si può quindi parlare di un edificio KmZeb.

L'ultimo passo consiste nell'interrompere la fornitura di gas all'edificio, utilizzando pompe di calore per il sistema HVAC e piani di cottura a induzione per la cucina. Si arriva così alla definizione finale di ZEB, Zero Emission Buildings.

In casi più particolari si può parlare di nZERB (nearly Zero Energy Refurbished Building), ossia di un edificio storico soggetto a diversi vincoli ambientali e strutturali. Tutto ciò aumenta la

difficoltà di ristrutturare e aumentare l'efficienza dell'edificio e suggerisce l'utilizzo della digitalizzazione che garantisce flessibilità e scalabilità dei sistemi.

## 2.4 BIM

Il BIM è l'acronimo di Building Information Modeling e rappresenta l'ultima frontiera della progettazione in 3D; questo metodo innovativo digitale e collaborativo permette di progettare, costruire e gestire modelli 3D intelligenti riguardanti, edifici e infrastrutture, i quali contengono internamente informazioni utili riguardo agli “oggetti” inseriti nel progetto.

Il **metodo BIM** consente di integrare nel modello digitale tutte le informazioni relative all'intero processo di costruzione di un progetto, incluse **funzioni, prestazioni, proprietà geometriche** dei componenti e lo **stato di avanzamento dei lavori, ed altro**.

La tecnologia BIM rappresenta una **descrizione digitale delle caratteristiche fisiche e funzionali** dell'opera, permettendo la **condivisione delle informazioni** tra i diversi attori coinvolti.

Basata su **tecnologia 3D e dati ingegneristici integrati**, offre un supporto affidabile alle **decisioni lungo tutto il ciclo di vita** del progetto.

L'adozione del BIM ha rivoluzionato la **gestione tradizionale dell'ingegneria**, introducendo **innovazioni significative** nel settore delle costruzioni e degli impianti. [4]

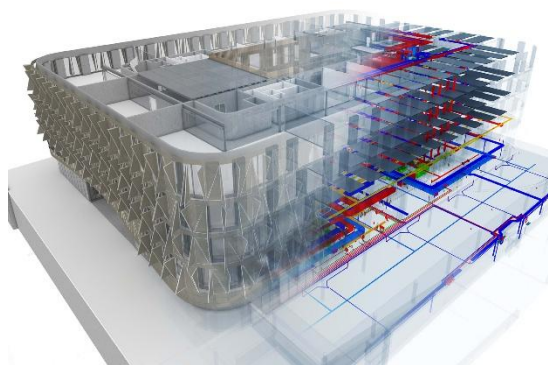


Figura 4. Esempio di progettazione BIM

Il metodo BIM si divide in diverse dimensioni, ognuna delle quali rappresenta un livello informativo diverso che accompagna il percorso metodologico per l'intero ciclo di vita del progetto. [5]

#### 2.4.1 Modellazione tridimensionale – BIM 3D

Questa è la **prima fase operativa** del processo BIM e rappresenta l'avvio della progettazione vera e propria. Si concentra sulla **definizione del modello tridimensionale** dell'opera, combinando geometria, volumi e prime informazioni qualitative. L'obiettivo è **visualizzare l'idea progettuale**, valutandone la coerenza funzionale, estetica e tecnica fin dalle prime fasi.

Gli obiettivi principali della fase 3D sono:

- **Sviluppare un modello digitale tridimensionale** che rappresenti la geometria dell'edificio o dell'infrastruttura;
- **Visualizzare e comunicare il progetto** in modo chiaro a committenti, progettisti e stakeholder;
- **Analizzare la distribuzione degli spazi**, i rapporti tra volumi e le relazioni tra le diverse funzioni architettoniche;
- Creare le **prime basi per la collaborazione interdisciplinare**, integrando architettura, strutture e impianti in modo preliminare.

Nel modello 3D sono presenti tutti gli elementi architettonici come muri, solai, infissi e scale inoltre è possibile avere informazioni su componenti come travi, pilastri, fondazioni nonché a livello di volume e gestione spazi. Ogni elemento disporrà informazioni sia a livello base in riferimento alla geometria sia per altri parametri informativi come ad esempio materiali, proprietà fisiche e funzioni inerenti diversi campi impiantistici.

#### 2.4.2 Pianificazione temporale – BIM 4D

Il **BIM 4D** rappresenta l'integrazione della **variabile “tempo”** all'interno del modello tridimensionale (BIM 3D). In questa fase, al modello digitale dell'edificio o dell'infrastruttura vengono associate le **fasi temporali di costruzione**, creando una simulazione dinamica dell'avanzamento del progetto nel tempo.

Questa dimensione temporale consente di **pianificare, controllare e ottimizzare le attività di cantiere**, migliorando la gestione del processo costruttivo e prevenendo errori o inefficienze

Gli obiettivi principali della fase 4D sono:

- Simulare in anticipo **la sequenza delle operazioni di costruzione**;
- Coordinare le attività tra i diversi attori (imprese, tecnici, fornitori);
- Identificare eventuali **sovrapposizioni o interferenze** tra lavorazioni;
- Ottimizzare l'**allocazione delle risorse** (manodopera, attrezzature, materiali);
- Ridurre **ritardi e costi imprevisti** legati alla scarsa pianificazione.

Il funzionamento del 4D è molto facile da spiegare; il modello 3D viene collegato ad un cronoprogramma delle attività specificando una data di inizio e fine lavori, una stima della durata e un'eventuale dipendenza logica da altre lavorazioni.

### 2.4.3 Stima dei costi – BIM 5D

Il **BIM 5D** aggiunge al modello informativo le **variabili economiche**, ovvero tutti i dati legati ai **costi di costruzione**. In questa fase, il modello 3D (con la pianificazione 4D già integrata) viene ulteriormente arricchito con **informazioni sui prezzi, quantità, materiali, manodopera e risorse economiche**, permettendo un controllo completo e dinamico del budget di progetto.

Questa dimensione consente una **gestione economica integrata** e aggiornata in tempo reale, migliorando la precisione delle stime, la trasparenza e la tracciabilità delle decisioni economiche.

Gli obiettivi principali della fase 5D sono:

- Ottenere un **computo metrico estimativo automatico** e preciso, direttamente dal modello BIM;
- Verificare in tempo reale come **ogni modifica progettuale** influenzi i costi;
- Simulare diverse **opzioni progettuali** per confrontare soluzioni tecniche ed economiche;
- Favorire una **gestione dinamica del budget** durante tutte le fasi del progetto (progettazione, costruzione, variazioni in corso d'opera).

Il funzionamento di tale modello è associato a quantità prettamente misurabili, materiali e stratigrafie, prezzi unitari e attività correlate come posa, trasporto e installazione. Attraverso software di **computo integrato con il BIM**, è possibile generare il **capitolato dei lavori** e analisi dei costi aggiornati automaticamente ogni volta che il modello viene modificato.

#### **2.4.4 Sostenibilità e impatto ambientale – BIM 6D (7D UNI 11337)**

Il BIM 6D rappresenta una dimensione avanzata del Building Information Modeling che si concentra sulla **valutazione, gestione e ottimizzazione della sostenibilità ambientale degli edifici e delle infrastrutture**. In questa fase, il modello BIM viene utilizzato per integrare informazioni e analisi relative all'impatto ambientale, alle risorse utilizzate e alle strategie di progettazione sostenibile, supportando scelte più responsabili e attente all'ambiente.

I principali obiettivi sono:

- Valutare l'impatto ambientale complessivo dell'edificio durante tutto il ciclo di vita.
- Ridurre consumi energetici, emissioni di CO2 e sprechi di materiali.
- Integrare criteri di progettazione sostenibile fin dalle prime fasi del progetto.
- Supportare la certificazione ambientale (LEED, BREEAM, WELL, ecc.).
- Favorire l'utilizzo di materiali ecocompatibili e tecnologie verdi.
- Promuovere la gestione efficiente delle risorse naturali e dei rifiuti.

Il BIM 6D rappresenta una frontiera fondamentale per l'innovazione sostenibile nel settore delle costruzioni, integrando il progetto digitale con le più avanzate analisi ambientali e di sostenibilità. Grazie a questa dimensione, progettisti, costruttori e gestori possono adottare pratiche più ecocompatibili e strategiche, contribuendo alla tutela dell'ambiente e alla creazione di edifici più efficienti, salutarì e duraturi nel tempo.

#### **2.4.5 Gestione del patrimonio e manutenzione – BIM 7D (6D UNI 11337)**

Il **BIM 7D** rappresenta l'ultima dimensione del Building Information Modeling, focalizzata sulla **gestione del ciclo di vita dell'edificio** dopo la sua costruzione, durante la fase di utilizzo e manutenzione. In questa fase, il modello BIM si trasforma in uno **strumento strategico per il Facility Management (FM)**, fornendo informazioni dettagliate e aggiornate per ottimizzare la gestione, la manutenzione e la sostenibilità dell'opera nel tempo.

Gli obiettivi principali di questa fase 7D sono:

- Consentire una gestione efficace ed efficiente del patrimonio edilizio.
- Facilitare la programmazione delle attività di manutenzione preventiva e correttiva.
- Ridurre i costi operativi e prolungare la vita utile degli asset.
- Migliorare il comfort, la sicurezza e la sostenibilità ambientale degli edifici.
- Supportare il monitoraggio delle prestazioni energetiche e funzionali.
- Favorire la gestione digitale documentale integrata (manuali, certificazioni, garanzie).

Il modello viene aggiornato in maniera dettagliata sui componenti, programmi di manutenzione, storici interventi e dati energetici.

Il BIM 7D rappresenta una vera rivoluzione nella gestione del patrimonio edilizio, offrendo un approccio integrato e digitale per mantenere e valorizzare gli edifici nel tempo. Grazie al modello BIM, le attività di manutenzione diventano più precise, tempestive ed economicamente sostenibili, contribuendo a un utilizzo più consapevole e responsabile delle risorse e alla sostenibilità complessiva dell'edificio durante tutto il suo ciclo di vita.

#### **2.4.6 Sicurezza in fase di progettazione e di esecuzione dell'opera – BIM 8D**

Il **BIM 8D** rappresenta una delle estensioni più recenti e avanzate del **Building Information Modeling (BIM)**, integrando al modello geometrico e informativo tradizionale della costruzione le informazioni relative alla **sicurezza** in fase di **progettazione** e di **esecuzione** dell'opera. Questo approccio consente di migliorare la gestione della sicurezza nel cantiere, anticipando e risolvendo potenziali problemi prima che si verifichino sul campo.

Nel dettaglio, il BIM 8D non si limita solo alla rappresentazione della struttura dell'edificio o delle infrastrutture, ma si arricchisce di un ulteriore livello informativo che tiene conto di vari aspetti legati alla **sicurezza**. Ad esempio, è possibile inserire e monitorare informazioni su:

- **Recinzioni di sicurezza:** per delimitare aree di lavoro, proteggendo l'accesso non autorizzato.
- **Aree di stoccaggio:** per il materiale e gli strumenti, ottimizzando la gestione e riducendo i rischi di incidenti.

- **Ponteggi e strutture temporanee:** per garantire la sicurezza degli operatori durante le fasi di costruzione.
- **Macchine e attrezzature:** con dati su sicurezza operativa, manutenzione e impiego corretto.
- **Segnaletica di sicurezza:** visibile nel modello, aiutando a pianificare la disposizione dei cartelli e delle indicazioni necessarie.

Questa dimensione del BIM si avvale di tecnologie avanzate come la **realtà virtuale** (VR) e il **rendering in tempo reale**, permettendo di visualizzare il cantiere in modo estremamente realistico. In questo modo, non solo è possibile progettare e simulare scenari relativi alla sicurezza, ma anche **formare** i lavoratori e le figure coinvolte nella gestione del cantiere prima di affrontare fisicamente la costruzione.

Le potenzialità del BIM 8D risiedono nella possibilità di identificare e correggere in anticipo potenziali rischi, riducendo così gli incidenti e migliorando l'efficienza complessiva del progetto. La visualizzazione 3D o in realtà aumentata (AR) permette anche ai team di lavoro di avere una comprensione immediata delle dinamiche del cantiere, facilitando la pianificazione, il coordinamento e la gestione della sicurezza.

In definitiva, il BIM 8D non solo rende il processo edilizio più sicuro, ma ottimizza anche i costi, i tempi di realizzazione e la qualità complessiva dell'opera.

#### **2.4.7 Costruzione snella – BIM 9D**

Il **BIM 9D**, conosciuto anche come **Lean Construction** (costruzione snella), è una delle dimensioni più avanzate del **Building Information Modeling (BIM)**, che punta a ottimizzare e semplificare l'intero processo di realizzazione di un'opera, applicando i principi della **Lean Manufacturing** alla costruzione. Questo approccio si concentra sul miglioramento dell'efficienza, sulla riduzione degli sprechi e sull'ottimizzazione delle risorse durante tutte le fasi di progettazione, costruzione e consegna del progetto.

Le principali caratteristiche sono:

- Eliminazione degli sprechi;

- Ottimizzazione delle risorse;
- Minimizzazione dei rifiuti;
- Ottimizzazione dei tempi e costi;
- Aumento della produttività;
- Valore finale del prodotto.

In sostanza, il **BIM 9D** applica i principi della **Lean Construction** per rendere l'intero processo edilizio più snello, preciso ed efficiente. Utilizzando la digitalizzazione dei processi, questo approccio mira a ridurre al minimo i costi, i tempi e gli sprechi, ottimizzando l'uso delle risorse e migliorando la produttività in cantiere. Il risultato è una realizzazione dell'opera più veloce, economica e sostenibile, con un prodotto finale che aggiunge valore reale per tutte le parti coinvolte.

#### **2.4.8 Industrializzazione delle costruzioni – BIM 10D**

Il **BIM 10D** va oltre le applicazioni di modellazione tradizionali, con un approccio che mira a portare l'intero settore verso un nuovo livello di produttività e sostenibilità. In pratica, il 10D rappresenta una vera e propria **trasformazione digitale** dell'edilizia, che integra in modo sistematico e automatizzato tutte le fasi del ciclo di vita di un progetto, dalla sua concezione alla manutenzione post-costruzione.

Ecco alcuni degli aspetti fondamentali:

- Industrializzazione del processo;
- Automazione e robotizzazione;
- Digitalizzazione della gestione del ciclo di vita;
- Supply chain digitale e ottimizzazione logistica;
- Sostenibilità e riduzione degli sprechi;
- Integrazione con tecnologie emergenti;
- Collaborazione e interoperabilità;
- Gestione dei dati intelligenti.

Il **BIM 10D** rappresenta la **prossima frontiera** nell'evoluzione del settore delle costruzioni. Grazie all'integrazione della digitalizzazione, dell'automazione e delle nuove tecnologie, il BIM

10D mira a rendere l'intero processo edilizio non solo più **produttivo**, ma anche **sostenibile** ed **economicamente vantaggioso**. L'industrializzazione dei processi di costruzione, unita alla gestione intelligente dei dati e delle risorse, porta a un settore più moderno, efficiente e in grado di affrontare le sfide future con maggiore agilità e preparazione.

## 2.4.9 Progettazione esecutiva e coordinamento interdisciplinare

La fase di **progettazione esecutiva** è uno dei momenti più critici del processo BIM, perché da essa dipendono la **realizzabilità pratica del progetto** e la sua **coerenza tecnica**. In questa fase, il modello viene sviluppato in **dettaglio massimo** e viene effettuato il **coordinamento tra le varie discipline coinvolte**: architettonica, strutturale, impiantistica (MEP – Mechanical, Electrical, Plumbing), sicurezza, sostenibilità e altro ancora.

L'obiettivo è produrre un modello costruttivo **completo, verificato e coordinato**, pronto per essere utilizzato in cantiere e per la generazione automatica di elaborati grafici e documentazione tecnica.

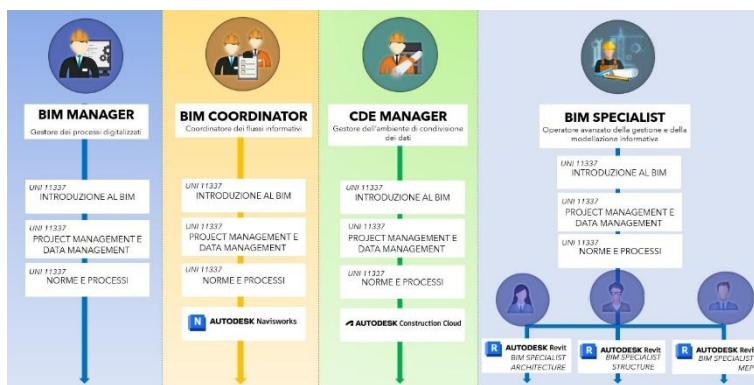


Figura 5. Figure tecniche in ambito BIM

Gli obiettivi principali di questa fase sono:

- Definire ogni componente dell'edificio in modo **preciso e costruibile**.
- **Coordinare** tutti i contributi disciplinari per evitare sovrapposizioni e incongruenze.
- Rilevare **interferenze tecniche (clash detection)** tra impianti, strutture e architettura.
- Creare un modello adatto alla **prefabbricazione**, alla produzione e al montaggio.

- Generare automaticamente **tavole tecniche, dettagli costruttivi, abachi** e schede materiali

La progettazione esecutiva in ambiente BIM e il coordinamento interdisciplinare rappresentano un **passaggio cruciale per garantire l'efficienza del cantiere** e la qualità dell'opera finale. Il modello diventa non solo una rappresentazione digitale, ma uno **strumento operativo concreto**, che integra informazioni tecniche, funzionali e costruttive, riducendo al minimo il margine di errore.

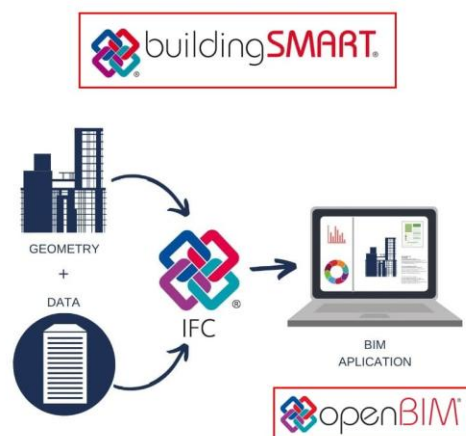
#### 2.4.10 IFC - Industry Foundation Classes

L'IFC è un formato di file aperto, **indipendente dal software** e **basato su standard internazionali**, progettato per rappresentare informazioni relative all'edificio o all'infrastruttura durante tutto il ciclo di vita del progetto, dalla progettazione alla costruzione e fino alla gestione dell'edificio. Esso consente la **modellazione, la gestione e la visualizzazione delle informazioni** relative a un progetto di costruzione (geometria, materiali, prestazioni, costi, etc.), permettendo a diversi attori del processo (architetti, ingegneri, appaltatori, proprietari) di collaborare e scambiare dati in modo fluido e senza errori di compatibilità tra software differenti. [6]

L'IFC ha numerosi usi e vantaggi nel contesto del **BIM**, tra cui:

- Interoperabilità tra software diversi;
- Condivisione delle informazioni;
- Gestione dell'intero ciclo di vita del progetto;
- Prevenzione di errori e conflitti;
- Visualizzazione avanzata e simulazioni;
- Normative e certificazioni.

La **struttura di un file IFC** (Industry Foundation Classes) è fondamentale per comprendere come vengono organizzati e gestiti i dati all'interno di un progetto BIM (Building Information Modeling). L'IFC è un formato molto complesso e dettagliato, pensato per rappresentare in modo completo e preciso tutte le informazioni relative a un progetto di costruzione, dall'inizio alla fine del ciclo di vita dell'edificio.



**Figura 6. File di tipo IFC**

Un file IFC non è solo un modello 3D, ma un contenitore ricco di dati che coprono una vasta gamma di aspetti legati alla progettazione, costruzione, e gestione dell'edificio. La struttura del file è organizzata in **classi**, **entità** e **attributi**, che definiscono in modo preciso ogni elemento e la sua relazione con gli altri elementi del progetto.

La struttura del file IFC segue un formato di **dati gerarchico**, dove i dati vengono organizzati in gruppi o **oggetti** che sono interconnessi tra loro. Ad esempio, un oggetto "struttura" (una colonna) sarà correlato a un oggetto "materiale" (il tipo di cemento utilizzato), a un oggetto "dimensione" (le misure della colonna) e a un oggetto "funzione" (la funzione portante della colonna).

A livello tecnico, un file IFC è scritto in **formato testo** (solitamente un file .ifc o. ifcXML), e può essere letto e interpretato da qualsiasi software che supporti lo standard IFC, come Revit, ArchiCAD, Tekla, Bentley, e molti altri. La struttura a testo rende il file **leggibile e modificabile**, ma anche piuttosto pesante e complesso quando il modello è molto dettagliato.

L'IFC è quindi un elemento chiave nel BIM, in quanto consente la standardizzazione, la collaborazione e la gestione efficiente dei dati lungo l'intero ciclo di vita del progetto. Utilizzare l'IFC migliora la qualità del progetto, riduce il rischio di errori e ottimizza l'intero processo di costruzione e gestione dell'edificio.

## 2.5 SISTEMI DI CONTROLLO E DI GESTIONE DELL'ENERGIA

I sistemi di gestione dell'energia degli edifici intelligenti (Smart Building Energy Management Systems, SBEMS) sono essenziali per ottimizzare l'integrazione dell'energia rinnovabile negli edifici intelligenti. Questi sistemi avanzati utilizzano algoritmi complessi e l'analisi dei dati in tempo reale per supervisionare efficacemente il consumo e la produzione di energia. I sistemi di gestione energetica degli edifici intelligenti (SBEMS) utilizzano una serie di componenti, tra cui sensori, attuatori e sistemi di controllo, per monitorare e controllare efficacemente il flusso di energia all'interno di una struttura. I sistemi SBEMS sono in grado di prevedere le tendenze della domanda e dell'offerta di energia utilizzando dati storici, previsioni meteorologiche e programmi di occupazione. Questa capacità predittiva consente una gestione proattiva dell'energia, facilitando l'ottimizzazione delle fonti di energia rinnovabili e riducendo la dipendenza dalla rete. Ad esempio, gli SBEMS hanno la capacità di modificare le configurazioni HVAC o di pianificare attività ad alta intensità energetica durante i periodi di abbondante generazione di energia rinnovabile. Inoltre, gli SBEMS migliorano le tattiche di risposta alla domanda, consentendo agli edifici di partecipare ai programmi di gestione energetica a livello di rete. Questa caratteristica consente agli edifici di diminuire l'utilizzo di energia durante i periodi di alta domanda o di esportare l'energia rinnovabile in eccesso verso la rete elettrica, migliorando così la stabilità e l'efficienza complessiva del sistema.

I sistemi per la gestione dei flussi di energia prevedono l'utilizzo in campo di componenti intelligenti che sono in grado di monitorare, registrare ed elaborare i dati secondo specifici algoritmi di ottimizzazione garantendo un risultato ottimale in termini di sostenibilità e comfort.

Per avere un sistema performante è necessario disporre in campo di differenti tipologie di componenti in grado di applicare diverse funzioni:

- **Monitoraggio “real-time” con storicizzazione dei dati:** Il monitoraggio delle principali grandezze che influenzano il sistema, con la creazione di un database preciso ed affidabile è il primo step per condurre qualsiasi tipo di analisi, i principali campi del monitoraggio sono:
  - Grandezze elettriche;
  - Grandezze igrometriche;

- Livelli di illuminazione;
- Qualità dell'aria;
- Presenza utenti;
- Produzione da impianti fotovoltaici e/o solari termici;
- Consumi elettrici e termici.

Questi dati vengono raccolti e visualizzati in tempo reale tramite dashboard digitali, accessibili anche da remoto. Il monitoraggio consente agli utenti e ai tecnici di avere piena consapevolezza dello stato energetico dell'edificio e di individuare anomalie o usi non ottimali.

- **Analisi dei consumi:** Grazie ad un database dedicato e rielaborato al fine di rendere i dati certi e fruibili, si possono molteplici analisi per ottimizzare i consumi relativi ad ogni campo di appartenenza. I modi di visualizzazione tramite trend temporali (mensili, settimanali, giornalieri) sono in grado di dare informazioni immediate su eventuali picchi e anomalie. La presenza di dashboard opportunamente customizzate permette un'analisi altamente dettagliata con l'opportunità di visualizzare immediatamente eventuali problematiche o malfunzionamenti con semplici comparazioni visive dei KPI del sistema a livello generale e locale.

I report automatizzati infine possono dare informazioni vitali per ottimizzare il processo manutentivo ed ottimizzare i costi di gestione dell'impianto.

- **Controllo automatico degli impianti:** Una volta che si ha a disposizione un ricco database risulta conveniente “settare” il funzionamento del sistema durante il ciclo di vita in modo da ottimizzare il funzionamento garantendo uno standard elevato della performance energetica. Il funzionamento del sistema può essere di tipo “adattivo”, ossia a seguito di un'attenta analisi dei dati si è in grado di rendere il sistema flessibile grazie all'implementazione di automatismi che sono in grado di far corrispondere le esigenze di un determinato momento con l'effettivo funzionamento degli impianti ottimizzando i consumi energetici istante per istante con la presenza di scenari preimpostati che si adattano momento per momento.

- **Allarmi e diagnostica:** La possibilità di impostare soglie di alert è una funzionalità che alza il livello di performance sia in termini generali per individuare malfunzionamenti legati ad eventuali eccessi di consumi o funzionamenti poco efficienti del sistema, sia in termini specifici per l'individuazione di eventuali guasti a livello locale. Queste funzionalità si integrano alla perfezione con la gestione a livello manutentivo dell'impianto; implementando algoritmi intelligenti per l'analisi dati di guasti e malfunzionamenti si riesce ad ottimizzare la fase manutentiva accedendo al concetto di manutenzione predittiva, ossia la possibilità di rilevare in anticipo scostamenti progressivi dal punto di funzionamento ottimale, stimare il tempo residuo prima di un eventuale guasto e generare avvisi automatici per richiedere interventi specifici senza provocare fermo impianto.
- **Integrazione con sistemi esterni:** Il sistema di gestione dei flussi energetici per una migliore performance deve essere il più possibile integrato all'interno del sistema di gestione dell'edificio come, ad esempio, il sistema di gestione della manutenzione, sistema di gestione del magazzino, ed altri ancora. La comunicazione tra diversi sistemi e lo scambio di dati tra di essi associato ad un sistema di supervisione al di sopra di tutti i campi specifici con la possibilità di gestire logiche, scenari e tutto il necessario per ottimizzare la gestione impianti/edificio rende il sistema altamente performante rispetto ad un altro che gestisce i singoli campi applicativi in maniera stagna.

### 3. DIGITALIZZAZIONE DEGLI EDIFICI

La **digitalizzazione degli edifici** rappresenta una trasformazione profonda del settore delle costruzioni e dell'immobiliare, portando con sé nuove modalità di progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione degli spazi costruiti. Questo processo di trasformazione sta ridefinendo l'intero ciclo di vita dell'opera: dalla progettazione alla realizzazione, dalla gestione alla manutenzione. Si tratta di un processo che va oltre la semplice informatizzazione, mirando a un'integrazione di metodi, strumenti e processi digitali per migliorare efficienza, qualità, sicurezza e sostenibilità.

La crescente attenzione alla sostenibilità ambientale, all'efficienza energetica, alla sicurezza e al comfort degli occupanti sta spingendo sempre più aziende, enti pubblici e professionisti del

settore a investire in soluzioni digitali avanzate. Allo stesso tempo, le normative europee e internazionali incoraggiano l'adozione di tecnologie in grado di migliorare le prestazioni degli edifici e di ridurre il loro impatto ambientale.

Questa trasformazione non riguarda solo i nuovi edifici ("smart building"), ma anche quelli esistenti, attraverso interventi di **riqualificazione digitale**. In sintesi, la digitalizzazione degli edifici implica l'adozione di tecnologie e metodologie avanzate per creare, gestire e condividere informazioni digitali relative a un edificio o a un'infrastruttura. L'obiettivo è passare da processi analogici e frammentati a un flusso di lavoro integrato e basato sui dati, rendendo l'intero ciclo di vita più trasparente, efficiente e controllabile. In questo contesto, la digitalizzazione non è solo una questione tecnologica, ma rappresenta un **cambiamento culturale e gestionale**. Cambia il modo in cui gli edifici vengono concepiti, costruiti e vissuti, aprendo la strada a una nuova era dell'architettura e dell'ingegneria: quella degli edifici intelligenti, connessi, adattivi e centrati sull'essere umano.

Le tecnologie e i campi di applicazione del processo di digitalizzazione sono di vari tipi, principalmente prevedono sia utilizzo di hardware, ossia di dispositivi intelligenti installati in campo e programmati con opportune logiche, software, ossia programmi avanzati per la corretta gestione dei sistemi digitali, e algoritmi intelligenti che implementano logiche di controllo avanzate che si possono basare anche su tecniche di apprendimento autonomo.

Le principali tecnologie si possono così riassumere:

- **BIM (Building Information Model):** come descritto in precedenza si tratta di una nuova tecnica di progettazione integrata in 3D; in Italia è ormai obbligatoria per appalti pubblici superiori ai 2 milioni di euro nell'anno 2025;
- **Digital Twin (Gemello Digitale):** è una replica digitale dinamica e fedele dell'edificio fisico, aggiornata in tempo reale grazie ai dati provenienti dai sensori IoT e dal BIM. Tramite di esso si possono sia applicare processi simulativi tra mondo reale e quello digitale che ottimizzare i processi di manutenzione passando a quella di tipo predittivo.
- **Smart Building e Building Automation:** Un edificio smart è un edificio nel quale sono implementati diversi sistemi intelligenti che possono dialogare tra di loro per la gestione integrata di tutta la parte impiantistica:

- HVAC (riscaldamento, ventilazione e condizionamento);
- Acqua Calda Sanitaria (ACS);
- Illuminazione;
- Schermature solari;
- Videosorveglianza (CCTV)
- Controllo accessi
- Sistema antincendio e regolamento fumi
- Sistemi di accumulo e di generazione dell'energia

Tutte queste funzionalità vengono gestite tramite un sistema di **Building Automation Control System (BACS)** al fine di gestire in maniera ottimizzata l'intero processo di funzionamento.

- **Monitoraggio Energetico e Sostenibilità Ambientale:** I sistemi di monitoraggio sono fondamentali al fine di analizzare sia i consumi nel tempo dell'edificio, aiutando ad ottenere le certificazioni necessarie per rispettare i vincoli legislativi, sia per verificare il corretto funzionamento dei sistemi digitali, ottimizzando il processo gestionale e la manutenzione.
- **Intelligenza artificiale (IA) e Machine Learning:** L'IA permette di elaborare i dati raccolti implementando modelli previsionali e automatismi. Gli algoritmi possono prevedere consumi, ottimizzare i flussi energetici e regolare impianti su logiche avanzate. I sistemi di Machine Learning possono "apprendere" in modo automatico i comportamenti degli utenti ottimizzando il funzionamento dei relativi impianti mentre l'IA può dare supporto alla parte gestionale suggerendo interventi migliorativi e prioritari.
- **Internet of Things (IoT):** Rappresenta tutta la tecnologia sensoristica di campo che è in grado raccogliere e trasmettere dati in tempo reale inerenti al proprio campo di applicazione, i dispositivi possono interagire con il sistema di automazione dell'edificio nella regolazione di tutti i sistemi digitali presenti al fine di ottimizzarne il funzionamento. Questa rete di oggetti intelligenti permette una **gestione proattiva** dell'edificio, favorendo il risparmio energetico, il comfort degli utenti e la sicurezza.

### 3.1 BUILDING AUTOMATION CONTROL SYSTEM (BACS)

Nella recente norma ISO 52120-1:2022 i BACS, sono definiti come “sistemi che comprendono tutti i prodotti, i software e i servizi per i controlli automatici, il monitoraggio, l’ottimizzazione, il funzionamento, l’intervento umano e la gestione per ottenere un funzionamento efficiente dal punto di vista energetico, economico e della sicurezza dei servizi dell’edificio. Tali BACS integrano le informazioni per tutte le tecnologie utilizzate nell’ambiente costruito consentendo il controllo, l’ottimizzazione e il monitoraggio continuo del funzionamento dei principali sistemi energetici a servizio incrementandone di fatto anche il loro livello di automazione. L’adozione dei BACS sta crescendo negli ultimi tempi, rappresentando di fatto un driver significativo dell’intero processo di transizione digitale dell’ambiente costruito.

Il processo di digitalizzazione coadiuvato dalla crescente penetrazione di tecnologie BACS sta quindi aprendo nuove ed interessanti strade nel contesto della gestione energetica degli edifici, ma allo stesso tempo rende necessaria sia una sensibilizzazione diffusa su questi temi, che una compenetrazione di competenze diverse che vanno dalla fisica tecnica ambientale, alle tecnologie dell’informazione e della comunicazione, finanche alla scienza dei dati.

L’adozione di sistemi BACS negli edifici moderni e nella riqualificazione del patrimonio esistente offre una serie di vantaggi concreti e strategici che si riflettono su efficienza, sostenibilità, comfort e gestione operativa. Grazie al loro utilizzo si possono raggiungere diversi benefici chiave:

- **Efficienza energetica:** I BACS, ovvero i sistemi di automazione e controllo degli edifici, sono progettati per migliorare l’efficienza energetica attraverso una gestione intelligente degli impianti tecnici. Questi sistemi non si limitano a semplici regolazioni automatiche, ma adattano dinamicamente il funzionamento di riscaldamento, raffrescamento, ventilazione e illuminazione in base a variabili ambientali, alla presenza effettiva di persone negli ambienti e all’uso reale degli spazi. Ad esempio, in un ufficio o in un’aula scolastica, i BACS possono rilevare quando una stanza è vuota e abbassare automaticamente il riscaldamento o spegnere le luci, evitando sprechi. Inoltre, permettono una programmazione avanzata degli impianti, non solo su base giornaliera, ma anche stagionale, tenendo conto di orari, periodi festivi e variazioni climatiche. Un

altro aspetto importante è la loro capacità di integrarsi con fonti energetiche rinnovabili, come impianti fotovoltaici o solari termici, e con sistemi di accumulo. In questo modo, gli edifici possono aumentare l'autoconsumo dell'energia prodotta localmente, riducendo ulteriormente i costi energetici. Secondo studi della Commissione Europea e dell'associazione ASHRAE, l'introduzione di sistemi BACS può portare a risparmi energetici superiori al 30-40% rispetto a edifici tradizionali privi di automazione. Questi risultati dimostrano come la digitalizzazione, oltre a migliorare il comfort e la gestione, rappresenti un investimento strategico anche in termini economici e ambientali.

- **Comfort ambientale personalizzato:** Uno degli aspetti fondamentali dei sistemi BACS è il loro contributo al benessere complessivo delle persone che vivono o lavorano all'interno degli edifici. Questi sistemi sono progettati per garantire condizioni ambientali ottimali sotto diversi punti di vista: **temperatura, umidità, qualità dell'aria, illuminazione e comfort acustico**. Attraverso un monitoraggio continuo e un controllo in tempo reale, i BACS riescono a mantenere costanti i parametri ambientali entro soglie ideali, adattandosi automaticamente alle condizioni esterne e interne. Questo significa, ad esempio, che in una giornata particolarmente calda, il sistema regolerà in modo mirato la climatizzazione per assicurare una temperatura piacevole senza eccessi o sprechi. Un altro grande vantaggio è la possibilità di suddividere l'edificio in **zone indipendenti**, ciascuna con impostazioni personalizzate. Ciò consente di adattare le condizioni ambientali all'uso specifico degli spazi (uffici, sale riunioni, aree comuni) e alle esigenze di chi li occupa. Anche l'illuminazione viene gestita in modo intelligente: i BACS coordinano luce naturale e artificiale per evitare abbagliamenti, migliorare la visibilità e creare un ambiente visivo più confortevole. Questo ha un impatto positivo anche sulla **produttività e sul benessere psicofisico**, soprattutto nei luoghi di lavoro o negli spazi pubblici ad alta frequentazione. In sintesi, grazie alla loro capacità di adattarsi continuamente alle condizioni reali, i BACS trasformano l'edificio in uno spazio **più sano, confortevole e funzionale per le persone** che lo abitano.
- **Sicurezza e protezione:** Un altro ambito in cui i sistemi BACS offrono un contributo fondamentale è quello della **sicurezza degli edifici**, sia in termini di protezione attiva che passiva. Grazie alla loro natura integrata e alla possibilità di comunicare con una vasta gamma di dispositivi, i BACS sono in grado di gestire in modo centralizzato ed efficiente

tutti gli aspetti legati alla **sorveglianza, al controllo degli accessi, alla prevenzione degli incendi e alla risposta in situazioni di emergenza**. Uno degli elementi chiave è il **controllo accessi intelligente**. I BACS possono gestire in modo avanzato l'ingresso e l'uscita delle persone, utilizzando **credenziali personalizzate**, come badge, codici, smartphone o persino sistemi biometrici. Inoltre, l'accesso può essere controllato anche da remoto, ad esempio da una centrale operativa o tramite dispositivi mobili, consentendo una gestione flessibile e in tempo reale, particolarmente utile in contesti aziendali o pubblici. Anche per quanto riguarda la **rilevazione di incendi e fumi**, i BACS svolgono un ruolo cruciale. Integrando sensori e sistemi antincendio, il sistema è in grado di rilevare tempestivamente situazioni di pericolo e avviare **procedure automatiche di evacuazione**, come l'apertura delle uscite di emergenza, l'attivazione della ventilazione di sicurezza o l'invio di segnalazioni alle autorità competenti. Tutti questi eventi vengono monitorati e registrati in tempo reale, con una **visualizzazione centralizzata** che consente agli operatori di intervenire rapidamente e in modo coordinato. Anche la **videosorveglianza (CCTV)** può essere completamente integrata all'interno dell'architettura BACS. Le telecamere possono essere gestite automaticamente in funzione di orari, eventi o rilevamenti di movimento, e le immagini possono essere analizzate tramite software intelligenti per riconoscere comportamenti sospetti o violazioni delle aree riservate. Un aspetto particolarmente evoluto dei BACS è la possibilità di **definire scenari di sicurezza preimpostati**. In caso di emergenza, ad esempio, il sistema può attivare in sequenza una serie di azioni coordinate: chiudere automaticamente le porte d'accesso, accendere l'illuminazione di emergenza, inviare notifiche agli addetti alla sicurezza, attivare gli allarmi acustici e visivi e persino guidare le persone verso le uscite in modo sicuro. In sintesi, la sicurezza negli edifici digitalizzati non è più affidata a singoli sistemi separati, ma viene gestita come un ecosistema interconnesso, in grado di reagire **in modo rapido, intelligente e coordinato**. I BACS rappresentano dunque un importante passo avanti verso edifici non solo più efficienti e confortevoli, ma anche **più sicuri e affidabili**.

- **Manutenzione predittiva e diagnostica:** Uno dei vantaggi più strategici dei sistemi BACS è la loro capacità di **supportare una manutenzione predittiva e intelligente**, grazie al monitoraggio costante degli impianti e alla raccolta sistematica dei dati di

funzionamento. Questo approccio consente una gestione tecnica molto più efficiente rispetto ai modelli tradizionali, che spesso si basano su interventi programmati a intervalli fissi, indipendentemente dallo stato reale delle apparecchiature. Attraverso una rete capillare di sensori, i BACS sono in grado di **rilevare in tempo reale eventuali anomalie**, cali di rendimento o comportamenti anomali di un impianto. Ad esempio, un aumento anomalo del consumo energetico di una pompa, una variazione della temperatura di mandata non prevista, o una pressione fuori scala in un circuito possono essere **segnali precoci di un malfunzionamento imminente**. In questo modo, è possibile intervenire prima che il problema si trasformi in un guasto grave o in un'interruzione del servizio. Questo tipo di controllo consente di **ottimizzare la manutenzione**, programmando gli interventi tecnici **solo quando sono realmente necessari**. Si passa quindi da una logica reattiva o calendariale a una logica **predittiva e condizionata dallo stato degli impianti**, con evidenti vantaggi in termini di riduzione dei costi, prolungamento della vita utile dei componenti e minimizzazione dei fermi imprevisti. Inoltre, i BACS generano automaticamente una **reportistica dettagliata e uno storico completo** delle condizioni operative degli impianti: temperature, consumi, cicli di funzionamento, eventi anomali, allarmi, tempi di inattività. Queste informazioni sono estremamente preziose per i tecnici e i facility manager, perché permettono di effettuare **analisi approfondite** sull'efficienza e l'affidabilità degli impianti, di individuare pattern ricorrenti e di pianificare in modo più efficace interventi di miglioramento. In sintesi, la manutenzione negli edifici digitalizzati non è più solo un'attività correttiva o preventiva, ma diventa una funzione **strategica e data-driven**, che contribuisce in modo determinante alla continuità operativa, alla sostenibilità e alla riduzione dei costi di gestione.

- **Supporto alla gestione ed alla rendicontazione:** Un ulteriore punto di forza dei sistemi BACS è la loro capacità di **rendere trasparente e misurabile il funzionamento dell'edificio**, grazie all'utilizzo di interfacce grafiche intuitive, report energetici automatici e una serie di **indicatori di performance (KPI)** che aiutano a comprendere in tempo reale come stanno operando gli impianti e quali sono i margini di miglioramento. Le **dashboard digitali** fornite dai BACS permettono ai gestori tecnici, ai proprietari o agli energy manager di avere sotto controllo, con un semplice colpo

d'occhio, tutti i parametri fondamentali del sistema edificio-impianto: consumi elettrici, prestazioni degli impianti HVAC, produzione da fonti rinnovabili, comfort ambientale, stato dei dispositivi, allarmi in corso. Questi strumenti non solo facilitano la gestione quotidiana, ma rappresentano anche una **base solida per l'analisi strategica dei dati**. In particolare, la possibilità di generare **report energetici dettagliati** consente di valutare con precisione l'efficacia degli interventi di efficientamento: ad esempio, dopo la sostituzione di una centrale termica o l'installazione di un sistema fotovoltaico, è possibile confrontare i dati pre e post-intervento e verificare se i risparmi attesi sono stati effettivamente raggiunti. I BACS diventano anche **uno strumento indispensabile per soddisfare i requisiti normativi**. In molti casi, infatti, la disponibilità di dati puntuali e verificabili costituisce un prerequisito per accedere a incentivi o agevolazioni fiscali. Un altro ambito in cui questi sistemi si rivelano estremamente utili è nella **gestione dei contratti di servizio** e manutenzione. I dati raccolti permettono di passare da contratti basati su semplici presenze a contratti **a prestazione garantita**, dove il fornitore è remunerato in base ai risultati effettivamente ottenuti (es. riduzione dei consumi o mantenimento di soglie di comfort). Questo approccio favorisce una maggiore trasparenza tra le parti e incentiva una conduzione tecnica più attenta e responsabile. In sintesi, i BACS non sono solo strumenti per automatizzare gli impianti, ma si configurano come **sistemi avanzati di supporto decisionale**, in grado di trasformare l'enorme quantità di dati generata dagli edifici in **conoscenza utile, azionabile e strategica**.

- **Integrazione ed interoperabilità:** Uno dei principali punti di forza dei sistemi BACS è la loro capacità di integrare in un'unica piattaforma di supervisione una grande varietà di sottosistemi tecnici dell'edificio, anche se prodotti da aziende diverse. Questo è possibile grazie all'utilizzo di protocolli di comunicazione standardizzati, che permettono ai dispositivi di "parlare la stessa lingua" e di interagire in modo fluido e coordinato.

Oltre ai vantaggi operativi immediati, questo approccio si distingue anche per la flessibilità e la scalabilità che offre nel medio e lungo termine. Grazie all'utilizzo di protocolli aperti e modulari, infatti, il sistema può essere aggiornato, esteso o modificato nel tempo, senza dover riprogettare da zero l'intera infrastruttura. Ad esempio, è

possibile aggiungere nuove funzionalità – come una stazione di ricarica per veicoli elettrici o un impianto fotovoltaico – integrandole nel sistema esistente senza difficoltà. In sintesi, l'integrazione garantita dai BACS non solo migliora l'efficienza operativa, ma aumenta la resilienza e il valore dell'edificio nel tempo, rendendolo pronto ad accogliere nuove tecnologie, nuovi servizi e le sfide della transizione digitale ed energetica.

### 3.1.1 PROTOCOLLI DI COMUNICAZIONE

Come anticipato, la possibilità di poter integrare diversi ambiti tecnologici in un unico ambiente digitale rappresenta un punto di forza importante nella gestione dell'intero ciclo di vita dell'edificio.

Questa **integrazione orizzontale** consente di gestire in modo centralizzato una molteplicità di impianti: climatizzazione (HVAC), illuminazione interna ed esterna, sistemi di sicurezza, monitoraggio dei consumi, automazione delle tende e schermature solari, controllo degli accessi, videosorveglianza e persino ascensori. Tutto viene visualizzato e controllato da un'interfaccia unica, semplificando enormemente la **conduzione tecnica dell'edificio** e riducendo il margine di errore umano.

Oltre ai vantaggi operativi immediati, questo approccio si distingue anche per la **flessibilità e la scalabilità** che offre nel medio e lungo termine. Grazie all'utilizzo di protocolli aperti e modulari, infatti, il sistema può essere **aggiornato, esteso o modificato** nel tempo, senza dover riprogettare da zero l'intera infrastruttura. Ad esempio, è possibile aggiungere nuove funzionalità come una stazione di ricarica per veicoli elettrici o un impianto fotovoltaico integrandole nel sistema esistente senza difficoltà.

Questo è possibile grazie all'utilizzo di **protocolli di comunicazione standardizzati**, che permettono ai dispositivi di "parlare la stessa lingua" e di interagire in modo fluido e coordinato. Tra i protocolli più diffusi troviamo **BACnet, KNX, Modbus, DALI** ed altri.

#### 3.1.1.1 Konnex (KNX)

Il **protocollo Konnex (KNX)** è uno **standard di comunicazione aperto** per l'automazione degli edifici (domotica e building automation). È il più diffuso a livello mondiale ed è particolarmente noto per la sua **affidabilità, interoperabilità e flessibilità**.

A differenza di molti sistemi domotici proprietari che richiedono una centralina di controllo, il KNX opera su un **bus di comunicazione** (un cavo twisted pair, ma può anche usare radiofrequenza, powerline o IP) a cui sono collegati tutti i dispositivi (sensori, attuatori, pulsanti, termostati, ecc.).



Figura 7. Logo ufficiale del Konnex

Ogni dispositivo KNX ha una propria intelligenza e può comunicare direttamente con gli altri dispositivi sul bus. Questa architettura decentralizzata porta a vantaggi fondamentali:

- **Nessun punto singolo di fallimento:** Se per qualche ragione un dispositivo KNX dovesse guastarsi, non bloccherebbe l'intero sistema. Tutte le altre funzioni continuerebbero a operare senza interruzioni.
- **Massima flessibilità:** In caso di necessità di inserimento di un nuovo dispositivo con il KNX è incredibilmente semplice; non è necessario riprogettare l'intero impianto o aggiungere una nuova centralina ma basta collegare il nuovo dispositivo al bus e configurarlo tramite il software. Questa agilità ti permette di adattare l'impianto alle esigenze che cambiano nel tempo, senza interventi invasivi.
- **Scalabilità senza limiti:** Se si volesse automatizzare una singola stanza o un intero palazzo con centinaia di ambienti, il KNX è in grado di gestire la complessità. Il sistema può essere esteso da poche funzioni base fino a migliaia di punti di controllo, integrando ogni aspetto dell'edificio, dal controllo del clima alla sicurezza, dall'illuminazione all'irrigazione. Cresce con le tue necessità, garantendo un investimento duraturo nel tempo.
- **Standard aperto ed interoperabile:** Il KNX non è uno standard proprietario, questo fa sì che nessuna azienda ne detiene il controllo, anzi, tutte le aziende produttrici possono **sviluppare dispositivi compatibili**, a condizione che rispettino le specifiche tecniche

del protocollo e siano **certificati da KNX Association** permettendo la comunicazione tra di loro senza alcun problema. Ciò garantisce anche una competitività elevata che comporta una libera scelta sul mercato consentendo di abbattere i prezzi dei dispositivi.

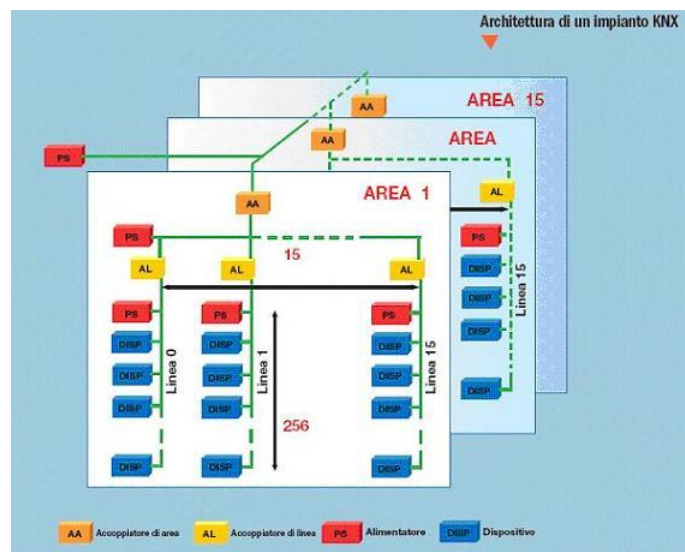
- **Ampia gamma di funzioni controllabili:** Il KNX rappresenta la parte robusta di tutto l'impianto intelligente che è in grado di gestire un'ampia gamma di funzioni grazie alle molteplici tipologie sul mercato di dispositivi:
  - **Tapparelle/Veneziane/Persiane:** Apertura, chiusura, posizionamento, controllo individuale o di gruppo;
  - **Riscaldamento, Ventilazione e Climatizzazione (HVAC):** Controllo della temperatura, gestione zone, programmazione oraria, integrazione con pompe di calore e sistemi VRV;
  - **Sicurezza:** Integrazione con allarmi, sensori di movimento, rilevamento fumo/allagamento;
  - **Gestione dell'energia:** Monitoraggio consumi, ottimizzazione carichi, integrazione con impianti fotovoltaici;
  - **Irrigazione:** Programmazione e controllo del sistema di irrigazione.
  - **Controllo accessi:** Apertura porte/cancelli, videocitofonia;
  - **Multimedia:** Integrazione con sistemi audio/video (tramite gateway);
  - **Monitoraggio e Visualizzazione:** Tramite pannelli touch, smartphone, tablet o PC.
- **Risparmio Energetico:** Il KNX permette di ottimizzare l'uso dell'energia spegnendo le luci quando non servono, regolando il riscaldamento in base all'occupazione e alla presenza, o gestendo le tapparelle per sfruttare al meglio la luce solare e l'isolamento termico.
- **Comfort e benessere:** La creazione di "scenari" con un singolo tocco (es. "serata cinema": luci soffuse, tapparelle abbassate, TV accesa), permette di far interagire diversi sistemi al fine di ottimizzare i consumi e aumentare il benessere degli utenti.

I principali dispositivi che compongono il sistema sono:

- **Alimentatore KNX:** Fornisce l'energia necessaria al bus di comunicazione.

- **Sensori:** Rilevano eventi o condizioni (es. pulsanti, sensori di movimento, sensori di temperatura, sensori di luminosità, contatti finestra/porta).
- **Attuatori:** Eseguono azioni in risposta ai comandi dei sensori o del bus (es. attuatori per luci, tapparelle, valvole riscaldamento).
- **Dispositivi di sistema:** Interfacce di programmazione (es. interfaccia USB/IP), router IP, coupler di linea/area.
- **Dispositivi di visualizzazione e controllo:** Pannelli touch screen, display, server per app smartphone/tablet.
- **Gateway:** Per integrare il KNX con altri sistemi (es. sistemi audio/video, videocitofoni, apparecchiature Modbus, DALI, ecc.).

La programmazione del sistema avviene tramite un software dedicato chiamato **ETS (Engineering Tool Software)**. Questo software permette ai professionisti certificati KNX di configurare ogni singolo dispositivo, assegnare indirizzi, definire le logiche di funzionamento e creare scenari.



**Figura 8. Struttura fisica del KNX**

Lo scheletro del sistema (Figura 8) prevede la divisione in linee, aree e dorsale di collegamento per unire il sistema, ogni dispositivo è associato ad un indirizzo fisico al fine di essere identificato in maniera inequivocabile senza creare problematiche relative alla comunicazione. Il massimo numero di dispositivi per linea è di 64 utilizzando dei repeter per amplificare il segnale, il massimo

numero di linee è di 15, lo stesso delle aree; questo porta ad un calcolo di circa 58 mila dispositivi implementabili per ogni sistema, un numero molto elevato che consente al sistema di coprire tutto l'edificio in maniera capillare.

### 3.1.1.2 Modbus

**Modbus** è un **protocollo di comunicazione seriale** sviluppato nel **1979** da **Modicon** (ora parte di Schneider Electric) per l'uso con i suoi **PLC** (Programmable Logic Controller). È diventato uno **standard aperto**, ampiamente usato per collegare dispositivi elettronici in ambienti industriali.

L'architettura di rete è del tipo Master-Slave, ossia il master è colui che prende iniziativa e richiede a tutti gli slave che sono presenti in campo di inviare una precisa informazione che è "scritta" in un registro numerato, lo slave risponde eseguendo i comandi del master senza poter mai prendere l'iniziativa; nessun dialogo è possibile tramite gli slave. Il Master svolge la funzione anche di concentratore, ossia legge i dati, li elabora e li rende disponibili su altre interfacce (es. Modbus TCP, MQTT, KNX, BACnet, HTTP, OPC UA).

Il Modbus è costituito da tre tipologie:

- **Modbus RTU (Remote Terminal Unit):** è un protocollo seriale su RS-485 molto utilizzato in impianti industriali ha un'efficienza elevata ma una configurazione molto tencica (fino a 247 slave);
- **Modbus ASCII:** è la variante meno utilizzata perchè molto lenta ma più facile da leggere;
- **Modbus TCP/IP:** è la versione più moderna che utilizza il protocollo TCP senza porre nessun limite fisico sugli slave che hanno un indirizzo IP che li caratterizza, questa tipologia è molto utile ai fini dell'integrazione con altri sistemi IT, SCADA, HMI e IoT.

**Il suo utilizzo è molto utile per:**

- **Impianti HVAC** (controllo caldaie, chiller, fan coil);
- **Misuratori di energia** (contatori elettrici, analizzatori di rete);
- **Building Automation** (spesso tramite gateway verso KNX o BACnet);
- **Monitoraggio dei quadri elettrici;**

- **Componenti di sistema** come storage, attuatori e valvole.

La facilità di comunicazione consente un'ottima integrazione con il sistema di Building Automation rendendolo molto utilizzato nei sistemi di supervisione per implementare logiche multilayer.

### 3.1.1.3 BACnet

**BACnet** (Building Automation and Control Network) è un **protocollo di comunicazione standard aperto** sviluppato appositamente per la **gestione e il controllo degli edifici**. È stato creato dall'**ASHRAE** (American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers) e standardizzato come **ISO 16484-5**.

Le principali caratteristiche sono:

- Standard aperto e interoperabile;
- Struttura **orientata agli oggetti** (Object-Oriented Protocol);
- Supporto di **diversi mezzi fisici** e livelli di rete;
- Comunicazione **peer-to-peer**: tutti i dispositivi possono parlare tra loro, senza bisogno di un master centrale;
- Adatto a **grandi impianti** e infrastrutture complesse.

Al contrario del Modbus questo sistema ha una comunicazione del tipo “**peer-to-peer**”, ciò significa che **ogni dispositivo sulla rete può comunicare direttamente con ogni altro dispositivo, senza la necessità di un master centrale** o di una gerarchia di controllo. Nel concreto tutti i dispositivi BACnet (sensori, attuatori, controllori, BMS) sono “**pari**” (peer). Ogni dispositivo può perciò:

- **Inviare richieste** a un altro;
- **Ricevere comandi o dati**;
- **Rispondere automaticamente a eventi**;
- **Notificare** cambiamenti di stato in autonomia (senza essere interrogato).

Il sistema è di tipo decentralizzato perciò in grado di funzionare in caso di guasto di un singolo dispositivo, l'aggiunta di nuovi dispositivi non richiede modifiche eccessive alla rete del sistema e anche in questo caso il protocollo è interoperabile cioè diverse case possono produrre

dispositivi in grado di comunicare tra di loro anche se spesso questa caratteristica rimane solo sulla carta. La programmazione spesso rimane complessa poichè bisogna avere conoscenze approfondite di informatica soprattutto a livello di gestione “traffico dati”, questa complessità si riversa anche nella velocità di comunicazione e il numero massimo di dispositivi installabili. Il campo più utilizzato per motivi storici è quello del HVAC, la sua possibilità di utilizzare gateway di tipo BACnet/IP lo rende di facile integrazione nei sistemi di automazione e soprattutto in quelli di supervisione al fine di ottimizzare i consumi della parte termica con implementazione di logiche e scenari multilivello.

#### **3.1.1.4 DALI (Digital Addressable Lighting Interface)**

Il **DALI** è uno standard di comunicazione digitale **per il controllo dell'illuminazione** in edifici commerciali, industriali e residenziali avanzati.

È definito dalla normativa **IEC 62386** ed è stato sviluppato per offrire un'alternativa più flessibile ed efficiente ai sistemi analogici tradizionali (come l'1-10V).

Il protocollo di comunicazione è bidirezionale e consente a un controller di illuminazione di dialogare con i singoli apparecchi di illuminazione (come driver LED, reattori elettronici per lampade fluorescenti, e in DALI-2 anche sensori e dispositivi di input). La sua natura digitale e indirizzabile lo rende estremamente versatile e preciso rispetto ai vecchi sistemi analogici.

Le principali caratteristiche sono:

- **Cablaggio Semplice:** Un sistema DALI utilizza un semplice cablaggio a due fili (spesso non polarizzati e non schermati), che può essere posato insieme ai cavi di alimentazione. Questo semplifica notevolmente l'installazione rispetto a sistemi che richiedono cablaggi separati per dati e alimentazione;
- **Comunicazione Digitale Bidirezionale:** Questa è una delle caratteristiche chiave. Ogni dispositivo DALI ha un indirizzo digitale unico. Il controller può inviare comandi specifici a singoli apparecchi, a gruppi di apparecchi o a tutti gli apparecchi sulla linea DALI. Inoltre, i dispositivi possono inviare feedback al controller (ad esempio, per segnalare guasti, lo stato attuale o il livello di luminosità);

- **Topologia Flessibile:** Il cablaggio DALI può essere realizzato in diverse topologie (linea, stella, albero o una combinazione di esse), offrendo grande flessibilità nella progettazione dell'impianto;
- **Alimentazione del Bus:** Il bus DALI richiede una propria alimentazione, solitamente a 16V DC e con una corrente massima di 250 mA, che può essere fornita da un alimentatore dedicato o integrata in altri dispositivi;
- **Controllo Preciso e Scenari:** Permette un controllo molto granulare della luminosità (dimmerazione da 0.1% o 1% al 100%), la regolazione della temperatura colore (CCT) e del colore (RGB/RGBW) per apparecchi compatibili. È possibile salvare e richiamare fino a 16 scenari luminosi predefiniti direttamente nei driver DALI;
- **Report parametri:** Permette l'accesso a parametri di ogni tipo; dalla reportistica manutentiva con specifica di ore di funzionamento, all'implementazione di alert di funzionamento anomalo fino ai consumi energetici e parametri elettrici associati al driver.

Questo protocollo è il più utilizzato in ambito lighting poiché consente una dimmerazione di alta qualità per ogni singolo driver permettendo la creazione di zone di illuminazione molto flessibili e divise per destinazione d'uso garantendo un'alta efficienza e elevato comfort. La facilità di cablaggio flessibile (a stella, ad anello o alienare) permette di utilizzarlo in qualsiasi tipo di ambiente, dal più facile a quello più ostico azzerando problematiche legate anche ai costi installativi.

La facilità di integrazione con sistemi di automazione lo rende perfetto come utilizzo nel campo dell'illuminazione; la possibilità di ricevere in input dati dai sensori e dispositivi di ingresso del sistema Konnex lo rende in pratica un suo sottosistema facile da programmare e da gestire durante il ciclo di vita.

### 3.1.2 ARCHITETTURE DI RETE

Come abbiamo visto il sistema di building automation contiene al suo interno molti protocolli di comunicazione ognuno appartenente ad un diverso campo di applicazione. Al fine di ottimizzare il funzionamento del sistema bisogna analizzare preliminarmente le principali tecnologie che sono presenti nel nostro edificio e le funzioni che si vogliono implementare tenendo presente costi, facilità di installazione, sicurezza, scalabilità, interoperabilità.

Le architetture dei sistemi BACS sono solitamente di tipo piramidale, ossia sono presenti dei sottosistemi per ogni campo di appartenenza applicativo che vengono messi in comunicazione con altri sistemi che possono essere al di sotto o al di sopra di esso.

Di seguito si descrive una possibile architettura di edificio di tipo residenziale/commerciale che tuttavia a seconda del caso specifico potrebbe essere modificata integrando o togliendo diversi sistemi (Figura 9).

Solitamente lo scheletro del sistema di automazione è rappresentato dal Konnex per motivi di facilità di installazione e di proprietà legate alla comunicazione dei dispositivi collegati tramite il sistema BUS che può estendersi senza particolari problematiche all'interno dell'edificio. Al KNX vengono associati solitamente tutti i dispositivi di ingresso come sensori ambiente, presenza ed altre tipologie e pulsanti di input per la gestione dei comandi relativi al campo dell'illuminazione, motorizzazioni ed eventuali scenari.

Come anticipato, un'estensione del KNX, per la gestione dell'illuminazione ci si affida al DALI sistema al quale vengono legate tutte le funzioni di dimmerazione, scenari luminosi, report ed allarmi legati al funzionamento delle sorgenti luminose.

Altra estensione del KNX è sicuramente il Modbus, questo protocollo lo si utilizza solitamente sia per il monitoraggio dei quadri elettrici in termini di consumi energetici, power quality e stato degli interruttori, sia per quanto riguarda la gestione di eventuali storage di energia come nel caso di presenza di impianto fotovoltaico.

Allo stesso livello del KNX può essere implementato il BACnet, ossia il protocollo più utilizzato per la gestione della parte termica, con esso si possono gestire diversi componenti che vanno dalle semplici valvole ai termostati fino ad arrivare a componenti complessi come pompe di calore, UTA, chiller ed altro.

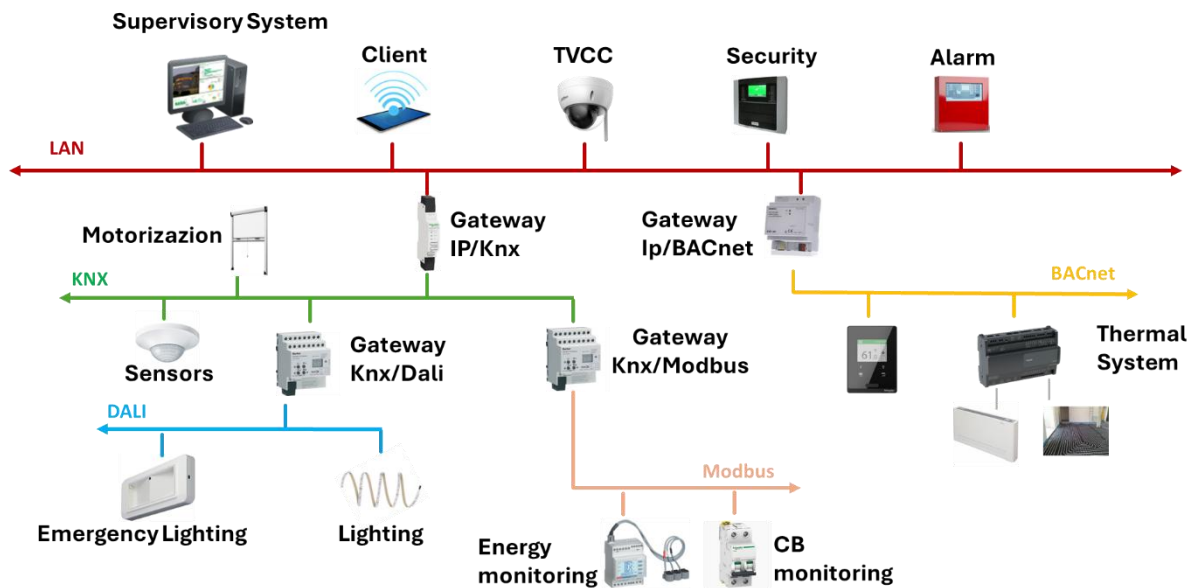


Figura 9. Esempio di architettura del sistema BACS di edificio

Al gradino più alto solitamente si trova il sistema di rete IP, esso si espande tramite cavo ethernet che può raggiungere anch'esso con facilità tutte le parti dell'edificio, il sistema è composto da uno o più armadi rack con presenza di switch e access point diffusi, spesso se sono presenti più armadi si può utilizzare il cavo in fibra per connettere i diversi nodi del sistema. Le funzionalità della rete dati vanno dalla possibilità di connettere direttamente dei sistemi di TVCC, allarme e antincendio a quello di esporre il sistema verso il mondo Web garantendo l'accesso da remoto a dispositivi client o di connettersi a sistemi cloud. Al sistema di rete è connesso il sistema di supervisione, esso è quello che permette di accedere a pagine grafiche dedicate, spesso customizzabili, dove sono riportate le principali dashboard che permettono la gestione delle principali funzionalità desiderate del sistema. Il sistema di supervisione ha la funzione fondamentale di raccogliere i dati dal campo, provenienti dai diversi dispositivi dei diversi sottosistemi, ed elaborarli al fine di implementare logiche multilayer in grado di raggiungere contemporaneamente tutti i dispositivi sottostanti permettendo la comunicazione tra i vari sottosistemi. La sua corretta programmazione influenza in maniera diretta tutto il funzionamento del sistema, dalla gestione ottimizzata dei flussi energetici e dei consumi a quella della manutenzione, aprendo scenari di ottimizzazione quasi illimitati.

## 3.2 DIGITAL TWIN (DT)

Il **Digital Twin**, o *gemello digitale*, è una tecnologia innovativa che rappresenta una delle colonne portanti della trasformazione digitale nei settori industriali, ingegneristici e oltre. Si tratta di una **replica digitale altamente dettagliata e dinamica** di un'entità fisica – come un prodotto, una macchina, un'infrastruttura, o perfino un'intera città – con la quale mantiene un collegamento costante e bidirezionale attraverso sensori e reti di comunicazione. [7]

Questa connessione consente al gemello digitale di riflettere in tempo reale **lo stato, il comportamento e l'evoluzione** del suo omologo fisico. La potenza del Digital Twin non sta solo nella sua capacità di riprodurre visivamente un oggetto, ma nel fatto che **integra dati, algoritmi predittivi, intelligenza artificiale e simulazioni avanzate**. Questo consente non solo di osservare, ma anche di comprendere, prevedere e migliorare le prestazioni del sistema reale.

Nato inizialmente nel contesto aerospaziale e industriale, il concetto di Digital Twin si è progressivamente esteso a numerosi ambiti: dalla sanità alla mobilità, dalle reti energetiche alla progettazione architettonica. Oggi viene considerato un pilastro dell'innovazione, in quanto permette un approccio proattivo e intelligente alla gestione delle risorse, dei processi e della manutenzione.

In sostanza, il Digital Twin **riduce il divario tra il mondo fisico e quello digitale**, permettendo alle aziende e agli enti pubblici di prendere decisioni più rapide, sicure e basate su dati concreti. Grazie a esso, è possibile testare modifiche e scenari senza alcun rischio reale, ridurre i costi, aumentare l'efficienza e allungare la vita utile di asset e sistemi. [8] [9]

### 3.2.1 LE FASI DI ELABORAZIONE DI UN DT

La prima fase riguarda la definizione dell'oggetto dello studio e delle sue finalità, è molto importante analizzare nel dettaglio tutto ciò che è in grado di “influenzare” il sistema reale e capire quali parametri e grandezze è opportuno monitorare e digitalizzare per riportarle nel DT. Un'analisi dettagliata potrà assicurare una giusta visione a livello generale evitando sia di monitorare troppi parametri che significherebbe avere un modello eccessivamente ricco di informazioni con la problematica di renderlo inutilmente “pesante” sia di commettere l'errore di

non monitorare qualche parametro che invece potrebbe significare la perdita di informazioni vitali per il corretto funzionamento del DT.

Nella fase di studio preliminare si definiranno tutti i protocolli che si andranno ad utilizzare al fine di definire una lista di dispositivi associati alle grandezze che si è scelto di digitalizzare e monitorare, in questa fase è opportuno definire anche degli indici macroscopici che saranno utili alla gestione del DT in funzione delle applicazioni che esso dovrà soddisfare durante il suo ciclo di vita.

La seconda fase prevede la modellazione in 3D tramite la tecnica progettuale del BIM dell'oggetto dello studio, questa fase serve per avere una **rappresentazione virtuale** fedele dell'oggetto o del sistema fisico. In questa fase nel modello digitale verranno rappresentati tutti quei componenti che sono utili da visualizzare all'interno del DT compresa tutta la sensoristica IoT che andrà integrata in campo e programmata al fine di monitorare in modo preciso tutti i parametri definiti durante la fase preliminare.

Questa fase è molto delicata poiché dalla modellazione del modello 3D si ricaverà il file IFC finale che sarà utilizzato come base per la visualizzazione tramite piattaforma dedicata del DT, questo file ricavato come output dal software di progettazione BIM dovrà essere arricchito di tutti i property set mancanti inerenti agli oggetti disegnati, ossia un insieme di proprietà che descrivono un oggetto o un elemento all'interno di un modello 3D. Questi set di proprietà vengono utilizzati per aggiungere informazioni dettagliate e specifiche agli oggetti, andando oltre le semplici caratteristiche geometriche. In pratica, è un modo per organizzare e raggruppare informazioni correlate, come dati tecnici, prestazioni, materiali o costi, associandole a specifici componenti del modello. In questa fase vengono definite anche tutte le caratteristiche relative alla comunicazione del sistema di monitoraggio in campo (mondo fisico) con la piattaforma di Digital Twin (mondo virtuale) rendendo il modello IFC Ready to Digital Twin (R2DT).

La fase successiva prevede la realizzazione della piattaforma di visualizzazione del DT, questa attività consiste nello sviluppo della piattaforma attraverso la progettazione e realizzazione della parte back-end e front-end, le parti sono composte dalle seguenti attività:

- **BACK-END**

- Scelta dei requisiti hardware raccomandati;
  - Predisposizione della macchina virtuale per l'esecuzione di applicativi;
  - Installazione e configurazione dell'applicativo software;
  - Scripting per l'interrogazione dei dispositivi di campo;
  - Realizzazione e predisposizione alla gestione del database per la storicizzazione dei dati raccolti;
  - Acquisizione e organizzazione degli elaborati documentali di manutenzione relativi al sistema oggetto dello studio;
  - Elaborazione di algoritmi per il calcolo degli indici macroscopici individuati.
- **FRONT-END**
- Generazione delle pagine grafiche 2D;
  - Realizzazione dell'ambiente virtuale 3D per la visualizzazione dinamica del modello;
  - Rendering della storicizzazione dei dati;
  - Segnalazione di eventuali warning, reminder e allarmi.

Alla fine di questa fase sarà completata l'implementazione in campo del sistema integrato hardware-software in versione alfa, completo del tappeto sensoristico per l'acquisizione e storicizzazione dei dati e dei parametri individuati, supervisione e interfaccia uomo-impianto (HMI) in versione 2D e 3D.

L'attività successiva consiste in una versione beta della piattaforma, risultato delle attività di test relative alla comunicazione tra server e impianto, alla storicizzazione dei dati e alla visualizzazione in ambiente 2D e 3D. A seguito di questa attività la piattaforma sarà messa a disposizione del cliente al fine di definire le ultime modifiche necessarie a soddisfare i requisiti richiesti.

L'ultima fase è di perfezionamento e collaudo finale consistente in una versione finale della piattaforma a seguito delle modifiche e ottimizzazioni derivate dalle esigenze emerse nella fase precedente.

Da questo momento in poi il DT è in grado di essere utilizzato per il suo scopo, nelle fasi successive alla memorizzazione di una quantità sufficiente di dati da poter analizzare possono

essere implementate tutte le funzionalità utili alla gestione del sistema reale come reportistica, ottimizzazione del funzionamento tramite algoritmi di AI, manutenzione predittiva e simulazioni su larga scala.

### 3.2.2 VANTAGGI DEL DT

Il digital twin offre una moltitudine di vantaggi in svariati settori, rivoluzionando il modo in cui le aziende progettano, monitorano e gestiscono i loro sistemi. Ecco una descrizione dettagliata dei principali benefici:

- **Ottimizzazione della Progettazione e Sviluppo:** I digital twin consentono di creare repliche virtuali accurate di prodotti, sistemi o processi prima della loro realizzazione fisica. Questo permette di testare e ottimizzare il design in un ambiente virtuale, riducendo la necessità di costosi e lunghi prototipi fisici. Identificando e risolvendo potenziali problemi di design in fase virtuale, si evitano rielaborazioni e modifiche post-produzione, accelerando il ciclo di sviluppo e riducendo i costi associati. La capacità di simulare diverse condizioni e scenari consente di identificare punti deboli e migliorare la robustezza e le prestazioni del prodotto o sistema prima che venga messo in produzione.
- **Miglioramento delle Operazioni e della Manutenzione:** I digital twin sono costantemente aggiornati con dati provenienti dai loro gemelli fisici (tramite sensori IoT), fornendo una visione in tempo reale delle prestazioni, dello stato e del comportamento. Analizzando i dati storici e in tempo reale, i digital twin possono prevedere guasti e malfunzionamenti prima che si verifichino. Questo permette di pianificare la manutenzione in modo proattivo, riducendo i tempi di inattività non pianificati e ottimizzando la disponibilità delle risorse. Monitorando le prestazioni in tempo reale, è possibile identificare inefficienze e opportunità di ottimizzazione, ad esempio nel consumo energetico, nella produttività o nell'efficienza operativa complessiva. Un altro vantaggio molto importante è quello di essere utilizzati per simulare l'impatto di diverse configurazioni operative o cambiamenti ambientali, consentendo di prendere decisioni informate per migliorare l'efficienza e la sicurezza.
- **Decision-Making Basato sui Dati e Miglioramento Continuo:** La grande quantità di dati raccolti e analizzati dai digital twin fornisce insight preziosi sulle prestazioni del

sistema, sui modelli di utilizzo e sui potenziali problemi, questi insight supportano decisioni più informate in merito a investimenti, ottimizzazioni operative, strategie di manutenzione e sviluppo futuro. Altro utilizzo è legato alla funzione di formazione per il personale, consentendo loro di interagire con modelli virtuali realistici di sistemi complessi senza il rischio di danneggiare attrezzature reali.

- **Riduzione dei Rischi e Aumento della Sicurezza:** Simulare scenari complessi e potenzialmente pericolosi in un ambiente virtuale consente di identificare e mitigare i rischi prima che si presentino nel mondo fisico; inoltre, la manutenzione predittiva e il monitoraggio in tempo reale contribuiscono a prevenire guasti catastrofici, migliorando la sicurezza degli operatori e riducendo il rischio di danni ambientali.

In sintesi, i digital twin rappresentano una tecnologia abilitante che trasforma la gestione degli asset e dei processi, portando a maggiore efficienza, affidabilità, sicurezza e innovazione in una vasta gamma di settori, dall'industria manifatturiera alla sanità, dalle smart city all'energia.

## 4. COMUNITA' ENERGETICHE

Le comunità energetiche rappresentano una delle ultime frontiere per quanto concerne il tema “energia”, infatti dopo un lungo processo a livello di normativo, sia a livello europeo che nazionale, durato circa un quinquennio si è giunti alla configurazione finale denominata CACER, ossia “Configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile” all'interno della quale viene descritta la possibilità di costituire diverse tipologie di aggregazione al fine di condividere l'energia tra i diversi utenti finali.

In generale la filosofia che si trova alla base di tali configurazioni rappresenta un cambiamento di paradigma di un'importanza storica, un passaggio culturale che rivoluziona sia a livello tecnico che a livello sociale tutte le tematiche associate all'energia, con un occhio di riguardo alla parte di produzione legata alle rinnovabili.

Attualmente l'energia rappresenta un bene essenziale che determina in maniera inequivocabile sia lo stato di benessere economico/sociale dei cittadini, sia l'avanzamento tecnologico di cui dispone lo Stato; in altri termini la capacità di produzione e la fonte dalla quale deriva l'energia

determina sia l'indipendenza energetica a livello globale che la visione futura che si vuole perseguire nel lungo termine.

In un mondo nel quale l'equilibrio tra nazioni appare sempre più critico, dove la tecnologia la fa da padrone in ogni ambito, l'obiettivo dell'indipendenza energetica diventa una delle condizioni fondamentali da raggiungere, tenendo presente allo stesso tempo la necessità di rispettare criteri fondamentali quali la sostenibilità e l'efficienza.

La visione che si è sposata a livello normativo sancisce l'accesso da parte dei cittadini ad un ruolo denominato “attivo” in relazione alla gestione dell'energia disponibile al singolo utente; l'introduzione del così detto “prosumer” determina la possibilità di tutti gli utenti di partecipare in modo propositivo sia alla fase della produzione di energia sia alla fase del consumo.

La possibilità di installare nuovi fonti energetiche da parte di utenti privati sancisce il cambio di paradigma al quale eravamo ormai abituati, in altri termini si passa da una produzione di tipo “concentrata” proveniente dalle grandi centrali, con tutte le problematiche relative al trasporto lungo la rete elettrica, con ad una di tipo “distribuita”, rendendo da un lato più efficiente il sistema ma dall'altro sancisce la nascita di nuove problematiche come l'aleatorietà della fonte e l'impatto ambientale al quale si va incontro, senza dimenticare il costo di produzione che è legato in parte alla disponibilità economiche degli utenti. Quest'ultimo aspetto è il tema principale del decreto CACER, ossia si rendere possibile, sotto determinate condizioni, la condivisione di energia tra gli utenti facenti parte della stessa comunità, dando la possibilità alle persone meno abbienti a livello economico di poter beneficiare di energia pulita a basso costo, con lo scopo di raggiungere l'indipendenza energetica, introducendo il concetto di democratizzazione dell'energia e riducendo al minimo la povertà energetica che abbraccia ormai molti cittadini.

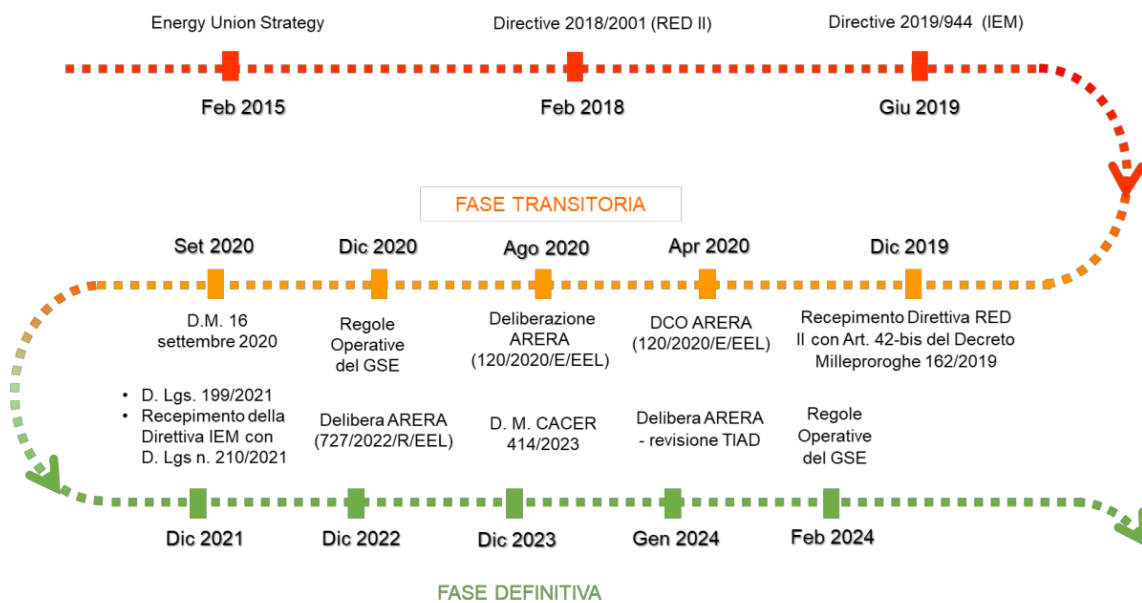
Il ruolo attivo degli utenti riguarda anche il tema consumo, in particolare il decreto ridefinisce il concetto di autoconsumo ampliandolo all'interno della comunità energetica; nasce in questo modo il concetto di “energia condivisa” ossia la quantità di energia, basata su slot temporali di un'ora, che viene prodotta da impianti di produzione sotto “la piena disponibilità” della comunità e “autoconsumata” all'interno della stessa da tutti gli utenti che ne partecipano, nelle dovute tempistiche. Le partite energetiche basate sul concetto di energia condivisa sono soggette, come da decreto, all'incentivazione economica, ossia ad un tornaconto economico per la

comunità energetica che è direttamente proporzionale alla quantità di energia autoconsumata. Questo meccanismo dà il via alla possibilità da parte dell'utente di partecipare in maniera attiva all'incremento dell'energia condivisa cercando di consumare l'energia, attivando i propri carichi, durante le slot temporali di produzione da parte della comunità. Il fattore di contemporaneità produzione-consumo rende evidente la necessità di riuscire in qualche modo a “pilotare” i propri carichi facendo ricorso a sistemi intelligenti in grado di accendere e spegnere in modo autonomo le utenze presenti all'interno della comunità. Una volta ancora di più entra in gioco l'importanza dello stato di avanzamento tecnologico che si ha a disposizione, che non solo garantisce un'elevata efficienza dei sistemi ma ne determina anche il benessere di tutti i cittadini.

L'impatto di questo decreto, come si evince dal nome stesso, incide in modo evidente anche sulle tematiche sociali; il concetto di comunità stesso viene associato per la prima volta a tematiche legate all'energia. Le conseguenze di questa associazione sono tuttavia ancora in corso di studi, da una prima valutazione è evidente come la normativa spinge i cittadini ad “aggregarsi” secondo determinati criteri nel rispetto di norme che ricadono nell'ambito del diritto civile. Le forme di associazionismo e di cooperazione tra i cittadini sono alla base del nostro sistema sociale, anche se negli ultimi anni a causa di fattori esterni, come i social o come il covid, hanno reso la vita sociale delle persone molto più complessa soprattutto a livello giovanile, andando sempre di più verso una disaggregazione della società dando vita ad una visione “atomica” della stessa. Il decreto cerca di ridare vita al concetto di socialità favorendo il dialogo e la collaborazione tra i cittadini, e cerca di farlo tramite il tema nobile dell'energia per raggiungere obiettivi fondamentali quali l'efficienza, la sostenibilità e l'adesione sociale.

## **4.1 ASPETTI NORMATIVI**

L'iter normativo che ha portato alla stesura finale del decreto CACER parte da lontano ed è figlio di normative nate in ambito europeo e recepite a livello italiano con una serie di “passaggi” tra le varie istituzioni ed organi tecnici nazionali al fine di ottimizzare e di rendere operative tutte le norme emanate nel tempo. Prima di raggiungere la loro forma definitiva conosciuta come CACER (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile), le configurazioni di autoconsumo hanno attraversato un percorso normativo particolarmente complesso e articolato che possiamo riassumere secondo la seguente immagine (Figura 10).



**Figura 10. Rappresentazione dell'iter normativo che ha portato alla configurazione finale delle CACER**

Come si evince dalla figura l'iter parte dal lontano 2015 direttamente dall'Unione Europea per poi essere recepito nel 2020 dallo stato italiano in fase transitoria inizialmente fino ad arrivare alla fase definitiva nel 2021, terminando nel 2023 con l'emanazione finale del decreto CACER seguito poi dalle approvazioni finali di ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente) tramite a revisione del "TIAD" e l'approvazione delle "Regole Operative" da parte del GSE (Gestore Servizi Elettrici), portando così a termine un percorso che è durato quasi dieci anni.

In seguito, verranno analizzati per ogni passaggio legislativo i principali punti salienti al fine di comprendere in maniera ottimale come si è giunti nel tempo alla configurazione finale.

#### 4.1.1 Energy Union Strategy

Energia sicura, sostenibile, competitiva e conveniente per i consumatori dell'Unione Europea (UE) è il principale obiettivo dell'"Energy Union Strategy", pubblicato nel febbraio del 2015. Questa strategia viene elaborata per affrontare le principali sfide nel settore energetico dell'UE, tra cui il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050, la riduzione della dipendenza dai mercati energetici esterni, la modernizzazione delle infrastrutture energetiche e il miglioramento del coordinamento in materia di prezzi nazionali dell'energia.

Per vincere tali sfide la strategia dell'Unione dell'Energia pone cinque punti chiave strettamente interconnessi:

- **“Energy security, solidarity and trust”** per diversificare le fonti energetiche europee e garantire la sicurezza energetica attraverso la solidarietà e la cooperazione tra i paesi dell'UE;
- **“A fully integrated internal energy market”** per consentire il libero flusso di energia nell'UE attraverso infrastrutture adeguate e senza barriere tecniche o normative;
- **“Energy efficiency”** che permette di ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia, diminuisce le emissioni e stimola la crescita e l'occupazione;
- **“Decarbonisation of the economy”** al fine di ratificare rapidamente l'accordo di Parigi e mantenere la leadership dell'UE nel settore delle energie rinnovabili;
- **“Research, Innovation and Competitiveness”** per sostenere le innovazioni nelle tecnologie energetiche pulite e a basse emissioni di carbonio dando priorità alla ricerca e all'innovazione per guidare la transizione energetica e migliorare la competitività. [10]

La realizzazione di un'Unione dell'Energia completamente operativa non solo rafforza l'economia dell'UE e migliora la sua sicurezza energetica, ma sottolinea anche il suo impegno nella lotta contro i cambiamenti climatici. Inoltre, garantisce ai consumatori e alle imprese europee una maggiore varietà di scelte e prezzi più competitivi.

L'Unione dell'energia è un misto di misure legislative e proposte politiche, tra cui un pacchetto di proposte legislative denominato “Clean Energy for all Europeans Package” (CEP), introdotto nel 2016 e concluso a marzo 2019, questo pacchetto costituisce un aggiornamento completo del quadro della politica energetica europea, al fine di conseguire gli obiettivi posti nella strategia e raggiungere la decarbonizzazione entro il 2050.

Per ottenere “Energia pulita per tutti gli europei” è necessario effettuare un cambiamento radicale del sistema energetico, passando dall'attuale sistema centralizzato a un sistema decentralizzato, nel quale i consumatori finali diventano i veri protagonisti del sistema stesso.

Infatti, il pacchetto comprende sia atti legislativi che iniziative non legislative che incoraggiano questa transizione strutturale. Si concentra sul concetto di autoconsumo e, per la prima volta, vengono citate le Comunità Energetiche, evidenziando i vantaggi economici e sociali che apportano ai cittadini [11].

Le direttive presenti nel CEP che introducono e promuovono l'autoconsumo sono principalmente due:

- la Renewable Energy Directive 2018/2001 (Direttiva RED II);
- la Directive on Common rules for the internal market for electricity 2019/944 (Direttiva IEM).

#### **4.1.2 Direttiva RED II**

La Direttiva RED II 2018/2001, ovvero "Direttiva sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili", è una legislazione dell'Unione Europea, adottata nell'aprile 2018, e costituisce la revisione della precedente Direttiva RED I. Tale Direttiva rappresenta un impegno significativo dell'Unione Europea per promuovere una maggiore penetrazione delle energie rinnovabili, con l'obiettivo di raggiungere una quota del 32% di energia proveniente da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione entro il 2030, e per contribuire alla transizione verso un sistema energetico più sostenibile e basato sulle fonti rinnovabili.

La direttiva definisce e promuove l'autoconsumo di energia rinnovabile e lo sviluppo delle comunità energetiche, permettendo ai cittadini, alle aziende e agli enti locali di produrre e condividere energia rinnovabile. Si introducono per la prima volta in tale direttiva le definizioni di:

- Comunità Energetiche Rinnovabili (CER);
- gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.

Incentivando l'autoconsumo si riesce ad affrontare il problema della povertà energetica, in quanto si include clienti vulnerabili nel percorso verso la transizione energetica, oltre che ad accrescere il concetto di comunità.

La direttiva impone, inoltre, a ogni Stato membro di predisporre un Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (**PNIEC**) che definisca le strategie e le azioni per raggiungere gli obiettivi della strategia, fissando dei contributi nazionali a tal fine [12].

### **4.1.3 Direttiva IEM**

La Direttiva sul Mercato Interno dell'Energia (IEM), ufficialmente nota come Direttiva 2019/72/CE, viene pubblicata nel giugno 2019 e modifica la precedente direttiva 2012/27/UE IEM. La direttiva è un insieme di misure definite per rispondere ai cambiamenti tecnologici e strutturali degli ultimi anni, allo scopo di adeguare il mercato elettrico dell'UE.

L'aumento della complessità degli scenari rende necessario modificare le regole attuali. La direttiva stabilisce nuove norme per la generazione, la trasmissione, la fornitura e lo stoccaggio dell'energia elettrica, con l'obiettivo di bilanciare domanda e offerta. Tale direttiva si prefissa il compito, infatti, di creare nell'UE mercati dell'energia elettrica integrati, competitivi, orientati al consumatore, flessibili, equi e trasparenti.

All'interno della direttiva, vengono introdotte e normate, in aggiunta a quelle precedentemente definite, nuove configurazioni autorizzate a partecipare ai servizi elettrici, le quali si applicano esclusivamente alla produzione e allo scambio di energia elettrica da fonti rinnovabili o tradizionali, e sono le seguenti:

- Comunità Energetica di Cittadini (CEC);
- gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente [13].

### **4.1.4 Fase Transitoria**

Le direttive della UE devono essere recepite dagli stati entro determinati limiti temporali, spesso al fine di favorire una corretta integrazione della direttiva all'interno delle norme nazionali si concede un periodo “cuscinetto” durante il quale la direttiva è vincolante per gli Stati membri per quanto riguarda il risultato da raggiungere, ma essi hanno ancora del tempo per decidere come implementarlo concretamente nel loro ordinamento giuridico. In questo caso la complessità dei nuovi concetti introdotti dalla direttiva ha reso molto complesso tutto l'iter, affinché il recepimento fosse andato a buon fine si è deciso di intraprendere un'integrazione graduale seguita da diversi documenti “rimbalzati” tra i vari organi, di seguito vengono elencati i documenti con le relative novità per ogni principale argomento.

#### **4.1.4.1 Decreto Milleproroghe 162/2019 art. 42 bis e Legge n. 8/2020**

In via sperimentale si introduce nell'art. 42 bis l'autoconsumo collettivo e le CER, dove si applicano disposizioni temporanee ai soggetti che producono energia elettrica per il proprio

consumo, sia individuale che collettivo, utilizzando nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il decreto viene convertito nella Legge n. 8/2020 successivamente esposta [14].

La legge n.8/2020 stabilisce quanto segue:

- gli impianti di produzione dell'energia devono avere potenza inferiore ai 200 kW e devono essere entrati in esercizio dopo il 1° marzo 2020 (entrata in vigore della conversione in legge);
- la condivisione dell'energia elettrica generata deve avvenire tramite la rete di distribuzione attuale;
- la definizione di energia condivisa sia pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati, ammettendo anche i sistemi di accumulo;
- i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti rinnovabili, alla data di costruzione della CER, devono essere situati su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione media/bassa tensione (cabina secondaria);
- i membri della CER:
  - Conservano i propri diritti di clienti finali, compresa la scelta del proprio venditore;
  - Disciplinano i rapporti attraverso un contratto di diritto privato, nel quale la comunità stessa è la responsabile della distribuzione dell'energia condivisa;
  - Se clienti finali, possono delegare alla CER la gestione delle questioni economiche relative ai pagamenti e agli incassi verso i fornitori e il GSE.

Ma in questa fase sperimentale si sono riscontrate le seguenti criticità:

- la partecipazione alla CER è limitata a persone fisiche, PMI, enti territoriali e autorità locali;

- il perimetro della CER è limitato agli utenti sottesi alla stessa cabina di trasformazione Media Tensione/Bassa Tensione (MT/BT), il che determina:
  - una dimensione massima di una CER pari a circa 600 utenti;
  - delle complicazioni nell'identificare, attraverso il DSO (Distributor System Operator), gli utenti connessi a ciascuna cabina secondaria, rendendo difficile la partecipazione dei cittadini in questa fase;
  - la possibilità che individui geograficamente vicini, e quindi potenzialmente interessati a formare una comunità, possano trovarsi collegati a cabine diverse. Questa frammentazione ostacola la pianificazione della CER anche in un territorio comunale di dimensioni medio-piccole, generando svantaggi amministrativi nella gestione del processo di costituzione, a causa della necessità di coordinare molteplici realtà separate.
- l'impianto di singola generazione non può superare i 200 kW che comporta:
  - la limitazione degli impianti di generazione FER facenti parte della CER ad impianti fotovoltaici su tetti di edifici; il limite di taglia di 200 kW è pienamente adatto al solo sfruttamento di tetti di edifici residenziali, pubblici e in parte di alcune realtà del terzo settore;
  - l'assenza di stimolo e opportunità per installare su grandi superfici industriali, che avrebbero invece un grande potenziale di capacità da installare e quindi producibilità;
  - l'assenza di stimolo per installare impianti FER diversi dal solare fotovoltaico, poiché sia la taglia massima per singolo impianto sia all'incentivo non sono differenziati per fonte d'energia.

#### **4.1.4.2 Delibera ARERA 318/2020/R/EEL**

In merito dell'attuazione del decreto, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha delineato, all'interno della delibera ARERA 318/2020/R/EEL, le disposizioni relative alle regole economiche per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili che viene

condivisa nel caso di autoconsumo collettivo (condominio) o all'interno di una comunità di energia rinnovabile (CER).

La delibera precisa e modifica alcuni aspetti del decreto, come ad esempio gli impianti di produzione accessibili e non alle configurazioni e la definizione di condomino.

ARERA, per incentivare ulteriormente l'autoconsumo diffuso, introduce nella delibera un "Modello di regolazione virtuale", il quale rimane tutt'ora l'unico applicabile in base alla normativa vigente.

Questo modello prevede l'applicazione delle tariffe vigenti e la successiva restituzione di alcune componenti tariffarie variabili degli oneri di rete, come la tariffa di trasmissione (TRASE) e la componente variabile di distribuzione (BTAU) per le utenze in bassa tensione. La restituzione riguarda esclusivamente una quantità di energia elettrica pari al valore minimo tra l'energia immessa dagli impianti autorizzati dal decreto-legge 162/19 e l'energia prelevata dai clienti finali connessi a un livello di tensione uguale o inferiore a quello dell'impianto di produzione, calcolata per ogni ora. [15]

#### **4.1.4.3 Decreto Ministeriale 16/9/20**

Con il Decreto Ministeriale 16/9/20, il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) individua la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni per l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e nelle comunità energetiche rinnovabili, come disciplinate dallo stesso articolo 42-bis e regolate da ARERA con deliberazione n. 318/2020/R/eel. L'incentivo è di tipo feed in premium a cui si aggiunge la restituzione delle componenti di regolazione definite da ARERA nel "Modello di regolazione virtuale" e il compenso a prezzi di mercato per l'energia immessa in rete. [16]

#### **4.1.4.4 Regole tecniche GSE**

Considerati tutti gli aspetti normativi, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) definisce le effettive regole pratiche. Una prima versione delle "Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa" e le "Modalità di profilazione dei dati di misura e relative modalità di utilizzo" fu pubblicata nel mese di dicembre del 2020, ma a seguito delle modifiche del quadro normativo fu necessario un aggiornamento delle Regole tecniche pubblicato nell'aprile del 2022. In questo aggiornamento viene esteso il periodo

transitorio fino alla data di adozione, da parte del Ministero della Transizione ecologica (MITE) e dell'ARERA, dei provvedimenti attuativi previsti agli articoli 8 e 32 del D.lgs. 199/2021. [17]

#### **4.1.5 Fase Definitiva**

La fase definitiva inizia alla fine di quella transitoria e segna l'inizio dell'applicabilità della disposizione delle direttive RED II e IEM, lo scopo è quello di raggiungere la piena armonizzazione delle normative a livello europeo negli ambiti regolati dalla direttiva stessa. Il primo atto della fase definitiva è sancito dalla disposizione dei due decreti legislativi “Decreto Legislativo 199/2021” e “Decreto Legislativo n. 210/2021” che determinano la fine delle deroghe temporanee e sanciscono il pieno vincolo e la piena applicabilità delle regole.

##### **4.1.5.1 Decreto Legislativo 199/2021 e Decreto Legislativo n. 210/2021**

Il Decreto Legislativo 199/2021, entrato in vigore il 15 dicembre 2021 viene in sostituzione del primo recepimento transitorio normato dall'art. 42-bis del D.L.n.162/2019.

In risposta alle criticità emerse durante la fase transitoria, e al fine di allentare i requisiti per incentivare maggiormente lo sviluppo dell'autoconsumo con il recepimento definitivo e l'entrata in vigore del D.lgs. 199/2021, sono state introdotte le seguenti modifiche:

- la partecipazione alla CER viene aperta a tutti i consumatori, escluse imprese per le quali la partecipazione costituisca l'attività commerciale e industriale principale, mentre l'esercizio del controllo è consentito a persone fisiche, PMI, associazioni con personalità giuridica, enti territoriali e autorità locali, enti di ricerca e formazione, religiosi, del terzo settore e di protezione ambientale;
- le utenze aggregabili ai fini dell'incentivazione possono essere sottese fino alla cabina MT/AT (Media Tensione/Alta Tensione, cabina primaria) a differenza del decreto precedente che vincolava alle cabine BT/MT (Bassa Tensione/Media Tensione, cabina secondaria); mentre ai fini della condivisione possono essere situate nell'intera zona di mercato ed estese anche a grandi imprese;
- il singolo impianto può arrivare fino a 1 MW in termini di quota che riceve l'incentivo diretto rispetto all'energia condivisa (art. 8 e 31) e per le comunità energetiche i cui poteri di controllo siano esercitati esclusivamente da PMI e cooperative agricole, il limite di

potenza di 1 MW può essere superato e gli incentivi possono essere riconosciuti anche a prescindere dalla connessione alla stessa cabina primaria;

- l'accesso all'incentivazione viene esteso anche agli impianti entrati in esercizio dopo il 15.12.2021, entrata in vigore del suddetto Decreto, a condizione che la Commissione europea non consideri tale assetto incompatibile con le normative sugli aiuti di stato;
- gli impianti a fonti rinnovabili già esistenti alla data di entrata in vigore del Decreto possono essere integrati nella comunità energetica, a patto che la loro potenza complessiva non superi il 30% della potenza totale della comunità. [18]

Il decreto legislativo decreto legislativo n. 210 del 8 novembre 2021 ha lo scopo di sostituire ed aggiornare le precedenti normative in materia di mercato interno dell'energia elettrica rafforzando i diritti dei consumatori e dei due nuovi attori di mercato come i “clienti attivi” e le “CEC”; in particolare l'articolo 14 dello stesso decreto specifica ulteriormente i diritti dei clienti attivi, consentendo loro di partecipare al mercato individualmente, in maniera aggregata o tramite comunità energetiche dei cittadini, senza essere soggetti a procedure o oneri discriminatori o sproporzionati.

#### **4.1.5.2 La delibera ARERA 727/2022/R/EEL**

In attuazione dei decreti legislativi 199/21 e 210/21, Arera approva, con la Delibera 727/2022/r/eel del 27 dicembre 2022, il nuovo “Testo integrato autoconsumo diffuso” (TIAD). Tale testo regola la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso, aggiornandolo rispetto alla disciplina transitoria vigente dal 2020.

Rispetto alla precedente Delibera 318/2020/R/eel, il TIAD introduce definizioni univoche per le diverse configurazioni di autoconsumo diffuso, comprendendo i gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente in edifici e condomini, le comunità energetiche, e gli autoconsumatori individuali su rete pubblica.

Le prime due configurazioni erano già regolate in fase transitoria, ma con impianti limitati a 200 kW e ubicati sotto la stessa cabina secondaria a cui sono collegati i clienti finali della configurazione. Con il nuovo TIAD, viene introdotta la regolazione anche per gli autoconsumatori individuali.

Il TIAD introduce due perimetri geografici:

- la zona di mercato, rilevante per identificare l'energia elettrica condivisa;
- l'area sottesa alla medesima cabina primaria, rilevante per identificare l'energia elettrica realmente autoconsumata.

Il nuovo TIAD semplifica le procedure operative per la costituzione e la gestione delle configurazioni, delineando i criteri per l'individuazione delle aree sottese a ciascuna cabina primaria da parte dei gestori di rete, risolvendo così il problema riscontrato in fase transitoria.

Le configurazioni già esistenti di autoconsumo collettivo e comunità energetiche vengono integrate nel TIAD senza cambiamenti per l'autoconsumo collettivo. Le comunità energetiche, invece, possono espandersi in aree più ampie, ovvero nella zona di mercato per energia condivisa e nell'area sottesa a cabina primaria per valorizzazione energia autoconsumata, ed includere anche impianti di potenza superiore a 200 kW. [19]

#### **4.1.5.3 Decreto Ministeriale CACER**

Il Decreto Ministeriale 414/2023 del 7 dicembre 2023, entrato in vigore il 24/01/2024, disciplina le modalità di incentivazione per l'energia condivisa all'interno delle Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER). I principali aspetti del decreto vengono riportati nel capitolo successivo. [20]

#### **4.1.5.4 Delibera ARERA (revisione TIAD e Regole operative GSE)**

La delibera di ARERA del 30 gennaio 2024 modifica il TIAD per adattarlo al Decreto Ministeriale 414/2023 ed effettua la verifica delle Regole tecniche per il servizio per l'Autoconsumo Diffuso predisposte dal GSE. [21]

Il 23 febbraio 2024 sono state pubblicate le Regole tecniche per il servizio di Autoconsumo Diffuso, approvate da ARERA e MASE per competenza, le quali disciplinano le modalità e i requisiti per accedere al servizio. Le regole includono procedure per la richiesta di attivazione e valutazione del servizio, la stipula del contratto, l'erogazione delle tariffe, i controlli e le verifiche, nonché la misura del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR). [22]

#### **4.1.6 Possibili Configurazioni**

Il cambio di paradigma energetico sancito da tutto il percorso normativo è chiaro ed assodato, la produzione di energia non riguarderà più soltanto centrali di grandi dimensioni ma si

distribuirà nel territorio nazionale grazie alla volontà dei cittadini privati di aggregarsi sotto varie forme al fine di creare dei piccoli gruppi in grado di produrre e consumare in loco l'energia rinnovabile prodotta.

Lo scopo dell'autoconsumo diffuso è quello di produrre energia e consumarla nello stesso slot orario in modo da evitare sprechi, tutto ciò è incentivato dai contributi economici che sono direttamente proporzionali al valore dell'energia condivisa. Per migliorare la comprensione è necessario introdurre alcune definizioni introdotte dalle normative:

- **Energia elettrica condivisa** (EAC) è, in ogni ora e per l'insieme dei punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato che rilevano ai fini di una configurazione per l'autoconsumo diffuso, il minimo tra l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione e l'energia elettrica prelevata ai fini della condivisione:

$$E_{AC} = \min (E_{ic}; E_{pc}) \quad (1)$$

Dove:

$E_{ic}$  è l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione è, in ogni ora, la somma dell'energia elettrica immessa tramite l'insieme dei punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato che rilevano ai fini di una configurazione per l'autoconsumo diffuso;

$E_{pc}$  è l'energia elettrica prelevata ai fini della condivisione è, in ogni ora e per l'insieme dei punti di connessione ubicati nella stessa zona di mercato che rilevano ai fini di una configurazione per l'autoconsumo diffuso, la somma dell'energia elettrica prelevata ( $E_p$ ) e del prodotto tra il valore assoluto dell'energia elettrica prelevata dai sistemi di accumulo ai fini della successiva immissione in rete  $E_{pacc}$  e il rendimento medio del ciclo di carica/scarica dell'accumulo ( $\eta_{car-scar}$ ) al netto della sola energia elettrica prelevata per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione ai sensi della deliberazione 109/2021/R/eel e della deliberazione 574/2014/R/eel;

$$E_{pc} = E_p + E_{pacc} * \eta_{car-scar} \quad (2)$$

- **Energia elettrica condivisa autoconsumata (EACV)** è, per ogni ora, l'energia elettrica condivisa afferente ai soli punti di connessione ubicati nella porzione della rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria e individuata secondo quanto previsto dall'articolo 10 del TIAD
  
- **Energia elettrica oggetto di incentivazione (EACI)** è l'energia elettrica autoconsumata prodotta da impianti incentivabili in conformità con le disposizioni stabilite nel decreto ministeriale del 7 dicembre 2023 ovvero nel decreto ministeriale del 16 settembre 2020.

Questo cambio di paradigma apre la strada a diverse tipologie di aggregazione che durante l'iter normativo sono state modificate numerose volte fino ad arrivare alla situazione definitiva attuale, ognuna di esse ha peculiarità sia in termini di aspetti burocratici che tecnici.

Al servizio per l'autoconsumo diffuso le tipologie di configurazione ammesse, definite nel TIAD, sono le seguenti:

- cliente attivo “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione (Cliente attivo a distanza);
- gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente (Gruppo di clienti attivi);
- autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione o sistema di autoconsumo individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione (Autoconsumatore a distanza);
- autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” con linea diretta;
- gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili (Gruppo di autoconsumatori);
- comunità energetica dei cittadini (2.1.6CEC);
- comunità energetica rinnovabile o comunità di energia rinnovabile (CER).



Figura 11. Tipologie di configurazioni ammesse dalle normative

Di seguito per ogni tipologia si riporteranno le principali caratteristiche che riguardano sia gli aspetti tecnici che quelli normativi.

#### 4.1.6.1 Cliente Attivo a Distanza

Cliente attivo “a distanza” è il **cliente attivo** che utilizza la rete di distribuzione per condividere l'energia elettrica prodotta e accumulata con uno o più impianti di produzione non strettamente a fonti rinnovabili ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale il cliente attivo opera e consumarla nei punti di prelievo dei quali è titolare.

#### Requisiti

La configurazione di cliente attivo a distanza deve rispettare alcune specifiche:

- **Unicità del cliente finale:** La configurazione deve coinvolgere un solo cliente finale al quale devono appartenere tutti i punti di connessione in prelievo e avere la piena disponibilità degli edifici o siti presso cui sono ubicati gli impianti di produzione facenti parte della configurazione.
- **Punti di connessione:** La configurazione deve includere almeno due punti di connessione uno che alimenta un'utenza di consumo ed un altro collegato a un impianto di produzione o unità di produzione (UP). Entrambi i punti di connessione devono essere nella titolarità dell'autoconsumatore e devono essere sottesi alla stessa cabina primaria.

- **Impianti di produzione:** Nella configurazione di cliente attivo a distanza, possono essere presenti più impianti di produzione ubicati in edifici o siti diversi da quelli in cui l'autoconsumatore opera, ma devono essere nella sua piena disponibilità. Gli impianti di produzione possono essere di proprietà di un soggetto terzo o gestiti da un soggetto terzo, a condizione che tale soggetto terzo segua le istruzioni del cliente finale.

### **Referente**

Il ruolo di Referente nel caso dell'autoconsumatore individuale "a distanza" che utilizza la rete di distribuzione può essere svolto:

- dal medesimo cliente attivo;
- da un produttore di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352.

### **Contributi**

Il cliente attivo a distanza che utilizza la rete di distribuzione può accedere ai contributi economici<sup>7</sup> previsti mediante una richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso da presentare al GSE. Il cliente attivo a distanza può accedere:

- al corrispettivo di valorizzazione, il quale per tale configurazione è definito esclusivamente in relazione alla trasmissione dell'energia elettrica;
- al ritiro dedicato, per l'energia immessa nella rete.

#### **4.1.6.2 Gruppo di Clienti Attivi**

Un gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente è un **insieme di clienti attivi** situati nello **stesso edificio** o **condominio** che collaborano per gestire l'energia. Questo gruppo può generare energia elettrica tramite impianti non esclusivamente basati su fonti rinnovabili, sia per il proprio consumo sia per l'accumulo o la vendita dell'energia prodotta. Inoltre, possono partecipare a iniziative di efficienza energetica o di flessibilità, anche avvalendosi di un soggetto aggregatore.

## **Requisiti**

Le configurazioni di gruppo di clienti attivi devono rispettare alcune specifiche per la sua configurazione:

- **Utenti:** Qualsiasi soggetto che detiene un punto di connessione nello stesso edificio o condominio sia esso commerciale o industriale, può partecipare a un gruppo di autoconsumatori. Questo gruppo deve essere composto da almeno due soggetti distinti e la partecipazione avviene attraverso la sottoscrizione di un contratto di diritto privato, il quale sarà successivamente dettagliato. I partecipanti possono agire sia come produttori sia come clienti finali, con l'eccezione di alcune tipologie di imprese private. In questa configurazione, possono partecipare anche le grandi imprese e le pubbliche amministrazioni centrali. Tuttavia, la partecipazione non può costituire l'attività commerciale o industriale principale per le imprese private coinvolte.
- **Punti di connessione:** La configurazione deve includere almeno due punti di connessione, uno che alimenta un'utenza di consumo ed un altro collegato a un impianto di produzione o unità di produzione (UP). I punti di connessione devono essere ubicati nell'area afferente al medesimo edificio o condominio.
- **Impianti di produzione:** Gli impianti possono essere situati nell'edificio o condominio o anche presso altri siti nella piena disponibilità di uno o più clienti finali del gruppo, ma sempre nell'ambito dell'area afferente alla medesima cabina primaria. Gli impianti di produzione della configurazione possono essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestiti da un produttore terzo, purché soggetto alle istruzioni del gruppo di autoconsumatori.

## **Referente**

Il ruolo di Referente, nel caso nel caso del gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente può essere svolto da:

- uno dei clienti attivi facenti parte del gruppo, scelto dal medesimo gruppo, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza da parte di tutti i membri;

- l'amministratore di condominio, se presente, individuato come Referente tramite verbale di assemblea condominiale;
- il rappresentante legale del condominio/edificio, individuato come Referente tramite verbale di assemblea condominiale;
- un produttore "terzo" di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO.

### **Contratto di diritto privato**

Le relazioni tra i soggetti appartenenti alla configurazione devono essere formalizzate mediante un contratto di diritto privato, il quale deve essere concluso prima della richiesta di accesso al servizio di autoconsumo. Nel caso dei condomini, un verbale di delibera assembleare firmato dai condomini aderenti al gruppo può essere considerato valido. Il contratto deve garantire i seguenti punti:

- la salvaguardia dei diritti del cliente finale;
- la designazione di un soggetto delegato responsabile della distribuzione dell'energia elettrica condivisa, al quale i partecipanti possono affidare anche la gestione dei pagamenti e degli incassi verso le società di vendita e il GSE;
- il diritto per i partecipanti di recedere in qualsiasi momento e di uscire dalla configurazione, con l'accordo su eventuali compensi previsti in caso di recesso anticipato, i quali devono essere equi e proporzionati.

In caso di presenza di clienti finali presenti nello stesso edificio o condominio ma che non hanno sottoscritto il contratto privato possono autorizzare il GSE tramite il Referente a utilizzare i dati di misurazione dell'energia elettrica prelevata dai loro punti di connessione.

## **Contributi**

Il gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente può accedere ai contributi economici previsti mediante una richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso da presentare al GSE. Il gruppo di clienti attivi può accedere:

- **al corrispettivo di valorizzazione**, il quale per tale configurazione non comprende solo la trasmissione, ma valorizza anche la distribuzione e le perdite di rete, dettato dal fatto che l'energia prodotta dagli impianti ubicati nell'edificio/condominio venga consumata in loco;
- **al ritiro dedicato**, per l'energia immessa nella rete.

### **4.1.6.3 Autoconsumatore a distanza**

Autoconsumatore “a distanza” è l'**autoconsumatore di energia rinnovabile** che può utilizzare la rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta da uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili<sup>11</sup> e consumarla nei punti di prelievo di cui è proprietario. Un autoconsumatore di energia rinnovabile a distanza produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo. Inoltre, può vendere l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta e offrire servizi ancillari e di flessibilità, eventualmente per il tramite di un aggregatore.

## **Requisiti**

L'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” deve rispettare alcune specifiche per la sua configurazione:

- **Cliente Finale:** La configurazione deve coinvolgere un solo cliente finale al quale devono appartenere tutti i punti di connessione in prelievo a questo cliente finale.
- **Punti di Connessione:** La configurazione deve includere almeno due punti di connessione, uno che alimenta un'utenza di consumo e un altro collegato a un impianto di produzione o unità di produzione (UP). Entrambi i punti di connessione devono

essere nella titolarità dell'autoconsumatore e devono essere sottesi alla stessa cabina primaria.

- **Impianti di Produzione:** Nella configurazione di autoconsumatore individuale a distanza, possono essere presenti più impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Questi impianti possono essere ubicati in edifici o siti diversi da quelli in cui l'autoconsumatore opera, ma devono essere nella piena disponibilità dell'autoconsumatore stesso.

Gli impianti di produzione possono essere di proprietà di un soggetto terzo o gestiti da un soggetto terzo, a condizione che tale soggetto terzo segua le istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Rimane possibile. È possibile inserire nella configurazione più impianti o potenziamenti di impianto a fonte rinnovabile, anche dotati di sistemi di accumulo. Questi devono essere localizzati nell'area della stessa cabina primaria dei punti di prelievo e devono essere nella piena disponibilità del cliente finale.

### **Referente**

Il ruolo di Referente nel caso dell'autoconsumatore individuale “a distanza” che utilizza la rete di distribuzione può essere svolto:

- dal medesimo autoconsumatore;
- da un produttore di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352.

### **Contributi**

L'autoconsumatore individuale di energia rinnovabile “a distanza” può accedere ai contributi economici previsti mediante una richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso da presentare al GSE. Questi contributi includono:

- la tariffa premio riconosciuta sull'energia condivisa incentivabile;

- il corrispettivo di valorizzazione a rimborso della componente tariffaria legata alla trasmissione, questo corrispettivo è riconosciuto sull'energia elettrica autoconsumata;
- il servizio del ritiro dedicato.

#### **4.1.6.4 Autoconsumatore individuale di energia “a distanza” con linea diretta**

Un autoconsumatore di energia rinnovabile a distanza con linea diretta è un cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo, utilizzando un impianto di produzione collegato direttamente alla propria utenza. Questo cliente può anche vendere l'eccesso di energia rinnovabile prodotta, oltre a offrire servizi accessori come la flessibilità energetica. L'impianto di produzione può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo, ma tale terzo, non considerato autoconsumatore, deve operare sotto le direttive del cliente finale.<sup>14</sup> Oltre alle caratteristiche precedentemente evidenziate e all'assenza di una tariffa premio, non si riscontrano differenze rispetto all'Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile "a distanza" descritto nella sezione precedente.

#### **4.1.6.5 Gruppo di autoconsumatori**

Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è un gruppo di **almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile** che agiscono collettivamente e che si trovano nello stesso condominio o edificio.

#### **Requisiti**

Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente deve rispettare alcune specifiche per la sua configurazione:

- **Partecipanti:** Chiunque possieda un punto di connessione all'interno dello stesso edificio o condominio, inclusi soggetti di natura commerciale o industriale, può partecipare a un gruppo di autoconsumatori. Questa partecipazione avviene attraverso la stipula di un contratto di diritto privato, definito successivamente, in qualità di produttore e/o consumatore finale.

In questa configurazione, sia grandi imprese che pubbliche amministrazioni centrali possono partecipare. Per le imprese private coinvolte, la partecipazione al gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile non può rappresentare l'attività commerciale o industriale principale.

- **Punti di connessione:** La configurazione deve prevedere almeno due punti di connessione distinti, uno che alimenta un'utenza di consumo e un altro collegato a un impianto di produzione/UP. I punti di connessione dei clienti finali di un gruppo di autoconsumatori devono essere ubicati nell'area afferente al medesimo edificio o condominio.
- **Impianti di produzione:** Gli impianti a fonte rinnovabile possono essere situati nell'edificio o condominio o anche presso altri siti nella piena disponibilità di uno o più clienti finali del gruppo, ma sempre nell'ambito dell'area afferente alla medesima cabina primaria. Ogni autoconsumatore ha la possibilità di generare e immagazzinare energia elettrica rinnovabile seguendo le procedure indicate nelle Regole Operative, oppure possono essere realizzati impianti condivisi. Nelle configurazioni è ammissibile l'inserimento di ulteriori impianti o l'ampliamento di quelli esistenti a fonti rinnovabili, eventualmente dotati di sistemi di accumulo. Gli impianti di produzione della configurazione possono essere di proprietà di un terzo soggetto e/o gestiti da un produttore terzo, a condizione che seguano le direttive del gruppo di autoconsumatori.

### **Referente**

Il ruolo di Referente, nel caso del gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, può essere svolto da:

- uno degli autoconsumatori facenti parte del gruppo, scelto dal medesimo gruppo, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza da parte di tutti i membri;
- l'amministratore di condominio, se presente, individuato come Referente tramite verbale di assemblea condominiale;

- in caso di assenza di amministratore, il rappresentante legale del condominio, individuato come Referente tramite verbale di assemblea condominiale;
- un produttore "terzo" di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO.

### **Contributi**

I gruppi di autoconsumatori accedono ai contributi economici previsti previa richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso da presentare al GSE. I contributi economici in conto esercizio sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione/UP la cui energia elettrica rilevi per la configurazione del Gruppo di autoconsumatori, e sono:

- la tariffa premio;
- il corrispettivo di valorizzazione, legato sia alla componente di trasmissione, che distribuzione e perdite di rete;
- il servizio del ritiro dedicato.

È necessario specificare che l'energia autoprodotta deve essere utilizzata prioritariamente per i fabbisogni degli autoconsumatori e l'energia eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione.

Per i soli gruppi di autoconsumatori i cui impianti di produzione sono ubicati in Comuni con una popolazione inferiore a 5.000 abitanti, è previsto un contributo in conto capitale, pari al 40% del costo dell'investimento, a valere sulle risorse del PNRR.

### **Contratto di diritto privato**

Per garantire una corretta gestione dei rapporti tra i partecipanti alla configurazione, è essenziale che sia stipulato un contratto di diritto privato, il quale dovrà essere finalizzato prima di richiedere l'accesso al servizio di autoconsumo. Nel caso dei condomini, sarà considerato valido anche un verbale di delibera assembleare firmato dai condomini che aderiscono al gruppo. Il contratto deve:

- garantire il mantenimento dei diritti del consumatore finale;
- designare un soggetto delegato responsabile della distribuzione dell'energia elettrica condivisa, a cui i partecipanti possono delegare anche la gestione dei pagamenti e degli incassi verso le società di vendita e il GSE;
- consentire ai partecipanti di recedere in qualsiasi momento e di uscire dalla configurazione, con l'accordo su eventuali compensi concordati in caso di recesso anticipato, i quali devono essere equi e proporzionati;
- prevedere che l'eventuale importo eccedente della tariffa premio sia destinato esclusivamente ai consumatori diversi dalle imprese e/o utilizzato per scopi sociali che abbiano un impatto sul territorio.

#### 4.1.6.6 CEC

La comunità energetica dei cittadini (CEC) è un soggetto di diritto, con o senza personalità giuridica, che può partecipare alla generazione, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio dell'energia, ai servizi di efficienza energetica, o a servizi di ricarica per veicoli elettrici o fornire altri servizi energetici ai suoi membri o soci. La CEC deve avere come scopo principale quello di offrire ai suoi membri o soci o al territorio in cui opera benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità anziché perseguire profitti finanziari.

Le regole, gli scopi e la struttura organizzativa della comunità sono descritte nello Statuto o nell'atto costitutivo della CEC, il quale sancisce la comunità stessa come soggetto responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa e il mantenimento dei diritti del cliente finale in quanto membro/socio della comunità.

#### Requisiti

Comunità energetica dei cittadini deve rispettare alcune specifiche per la sua configurazione:

- **Partecipazione:** Le configurazioni di CEC devono prevedere la presenza di **almeno due membri/soci** della CER stessa, facenti parte della configurazione in qualità di clienti finali e/o produttori. La partecipazione è aperta e volontaria.

Possono essere membri o soci con potere di controllo in una CER:

- ✓ persone fisiche
- ✓ piccole imprese per le quali la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale
- ✓ autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali
- ✓ 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;
- ✓ enti di ricerca e formazione;
- ✓ enti del terzo settore e di protezione ambientali; ✓ enti religiosi.

Non possono essere membri e soci di una CER:

- ✗ medie e grandi imprese;
  - ✗ imprese private con codice ATECO prevalente 35.11.00 e 35.14.00, ma possono svolgere ruolo di produttore "terzo".
- **Punti di Connessione:** La configurazione deve prevedere almeno due punti di connessione distinti a cui siano collegati rispettivamente un'utenza di consumo e un impianto di produzione/UP. I punti di connessione dei soggetti e degli impianti di produzione facenti parte della configurazione di Comunità, devono essere sottesi alla medesima cabina primaria.
  - **Impianti di Produzione:** Possono essere inseriti nelle configurazioni più impianti di produzione non strettamente a fonti rinnovabili, anche dotati di sistemi di accumulo. Gli impianti possono essere messi a disposizione anche da un produttore terzo, non socio o membro della CEC. In ogni caso tutti gli impianti della configurazione devono essere nella disponibilità e sotto il controllo della CEC, condizione soddisfatta con un accordo sottoscritto tra le parti.
  -

## Referente

Il ruolo di Referente per una CEC può essere svolto:

- dalla persona fisica che ha la rappresentanza legale della medesima comunità;
- da un produttore, membro della CER;
- da un cliente finale, membro della CER;
- da un produttore “terzo” di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352.

## Contributi

La Comunità Energetica dei Cittadini può accedere ai contributi economici previsti mediante una richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso da presentare al GSE. La CEC, inoltre, può accedere al:

- **corrispettivo di valorizzazione**, ma esclusivamente il contributo legato alla trasmissione dell'energia elettrica autoconsumata;
- **servizio di ritiro dedicato**

### **4.1.6.7 CER**

Comunità di energia rinnovabile o comunità energetica rinnovabile è un soggetto giuridico il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

Le regole, gli scopi e la struttura organizzativa della comunità sono descritte nello Statuto o nell'atto costitutivo della CER, il quale sancisce la comunità stessa come soggetto responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa e il mantenimento dei diritti del cliente finale in quanto membro/socio della comunità

## Requisiti

Comunità energetica rinnovabile deve rispettare alcune specifiche per la sua configurazione:

- **Partecipazione:** Le configurazioni di CER devono prevedere la presenza di almeno due membri/soci della CER stessa, facenti parte della configurazione in qualità di clienti finali e/o produttori. La partecipazione è aperta e volontaria.

Possono essere membri o soci con potere di controllo in una CER:

- ✓ persone fisiche;
- ✓ piccole e medie imprese per le quali la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;
- ✓ associazioni con personalità giuridica di diritto privato;
- ✓ enti territoriali: Regioni, Province, Città Metropolitane, Comuni;
- ✓ amministrazioni locali contenute nell'elenco ISTAT, situate nel territorio dei Comuni in cui sono ubicati gli impianti di produzione della CER;
- ✓ enti territoriali.

Non possono essere membri e soci di una CER:

- ✗ amministrazioni centrali;
- ✗ grandi Imprese;
- ✗ imprese private con codice ATECO prevalente 35.11.00 e 35.14.00 ma possono svolgere ruolo di produttore "terzo".

- **Punti di Connessione:** La configurazione come nelle altre, deve prevedere almeno due punti di connessione distinti a cui siano collegati rispettivamente un'utenza di consumo e un impianto di produzione/UP.

Tutti i punti di prelievo e immissione degli impianti nel perimetro della singola configurazione devono essere localizzati nell'area afferente alla stessa cabina primaria.

- **Impianti di Produzione:** È possibile inserire nelle configurazioni più impianti o potenziamenti di impianto a fonte rinnovabile, anche dotati di sistemi di accumulo. Gli impianti possono essere forniti anche da un produttore terzo, che non sia socio o membro della CER. È necessario che tutti gli impianti della configurazione siano disponibili e sotto il controllo della CER, condizione che può essere soddisfatta mediante un accordo sottoscritto tra le parti. Gli impianti devono essere connessi alla rete successivamente alla costituzione della CER. Inoltre, devono essere entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del

decreto legislativo (24/01/2024); in caso contrario, possono essere inclusi solo se viene prodotta documentazione firmata prima della data di entrata in esercizio dell'impianto, dalla quale emerga che l'impianto è stato realizzato con l'intento di essere inserito in una CER.

È prevista la possibilità di adesione per impianti esistenti, purché si tratti di impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile, e la loro potenza complessiva non superi il 30% della potenza totale attribuita alla CER.

### **Referente**

Il ruolo di Referente per una CER può essere svolto:

- dalla persona fisica che ha la rappresentanza legale della medesima comunità;
- da un produttore, membro della CER;
- da un cliente finale, membro della CER;
- da un produttore "terzo" di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352.

### **Contributi**

Le CER possono accedere ai contributi economici previsti facendo richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso al GSE. I contributi economici in conto esercizio sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione/UP la cui energia elettrica rilevi per la configurazione di CER, e sono:

- la tariffa premio;
- il corrispettivo di valorizzazione, la sola quota legata alla trasmissione;
- il servizio del Ritiro Dedicato.

Se l'importo della tariffa premio supera il valore determinato in base alla percentuale di energia condivisa, come specificato nell'Allegato 1 del Decreto Ministeriale CACER, l'eccedenza sarà destinata esclusivamente ai consumatori diversi dalle imprese o impiegata per scopi sociali che influenzino i territori in cui sono posizionati gli impianti per la condivisione.

Per le sole CER i cui impianti di produzione sono ubicati in Comuni con una popolazione inferiore a 5.000 abitanti, è previsto un contributo in conto capitale, fino a un massimo del 40% del costo di investimento, a valere sulle risorse del PNRR.

#### 4.1.7 Calcolo dei Contributi

Uno degli aspetti più importanti che riguardano l'autoconsumo diffuso è certamente la parte economica, per garantire la diffusione di tali configurazioni diventa necessario avere una stima dei contributi che accertino la fattibilità di tali sistemi e li rendano sostenibili a livello economico durante il ciclo di vita. Questo sostegno è fondamentale per incoraggiare la transizione verso l'energia rinnovabile e può avere un impatto significativo sulla sostenibilità energetica, contribuendo alla riduzione delle emissioni di emissioni e riducendo la dipendenza dalle reti di trasmissione e distribuzione tradizionali, aumentando così la resilienza del sistema.

I contributi erogati possono essere di due tipi:

- **contributo in conto esercizio**, erogati per un periodo di 20 anni, sono destinati a coprire i costi operativi dell'impianto e ad incentivare l'uso dell'energia prodotta localmente. Sono calcolati in base all'energia condivisa, che include sia l'energia autoconsumata che quella incentivata, e venduta in una determinata area. Questi contributi possono essere particolarmente utili per ridurre la dipendenza dei vari utenti dalla rete di distribuzione, promuovendo la partecipazione attiva dei cittadini al modello di produzione energetica. I contributi spettanti alle configurazioni ammesse possono essere di tre tipologie:
  - **incentivazione dell'energia elettrica condivisa incentivabile** ai sensi del Decreto CACER;
  - **valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata**, mediante la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA;
  - **ritiro dell'energia elettrica immessa** in rete da parte del GSE, ove richiesto (RID).
- **contributi in conto capitale** sono erogati per incoraggiare l'installazione di impianti di produzione a fonti rinnovabili con specifiche caratteristiche, successivamente definite. Sono finanziati dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) e sono rivolti unicamente ai progetti realizzati in comuni con meno di 5.000 abitanti, in modo da ridurre la dipendenza

dalla rete di distribuzione da queste piccole realtà. Questi contributi possono coprire fino al 40% dei costi ammissibili, rendendo più accessibile l'installazione di impianti di energia rinnovabile.

Nei seguenti sottoparagrafi sono riportati i requisiti necessari per ottenere i contributi rispettivi e le modalità di determinazione degli stessi, facendo riferimento alle regole operative del GSE.

#### **4.1.7.1 Contributi in Conto Esercizio**

Per accedere ai contributi in conto esercizio, le configurazioni devono rispettare specifici requisiti descritti nei paragrafi seguenti, che delineano le caratteristiche e le responsabilità del referente della comunità, nonché le tipologie di impianti che possono beneficiarne.

##### **Referente**

Il referente è il soggetto, persona fisica o giuridica, a cui viene demandata la gestione tecnica ed amministrativa della richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso, responsabile del trattamento dei dati e controparte del contratto con il GSE per l'ottenimento dei benefici previsti dal servizio.

Il referente è tenuto a svolgere le seguenti mansioni:

- gestione tecnica ed amministrativa della richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso;
- trattamento dei dati e controparte del contratto con il GSE per l'ottenimento dei benefici previsti dal servizio;
- intestazione delle fatture attive emesse dal GSE relativamente ai costi amministrativi spettanti allo stesso GSE;
- indicare il codice identificativo dell'area sottesa alla cabina primaria presa a riferimento in fase di richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso il Referente;
- emettere fattura nei confronti del GSE relativamente agli importi spettanti;
- informare in modo completo, adeguato e preventivo i soggetti facenti parte delle configurazioni CER, Gruppi di autoconsumatori e autoconsumatore a distanza sui benefici loro derivanti dall'accesso alle tariffe incentivanti

- avere la responsabilità anche penalmente di quanto dichiarato e dei dati comunicati al GSE, per effetto dell'art. 76 del suddetto decreto, nei limiti delle dichiarazioni rese ai sensi del D.P.R. 445/2000;
- consentire l'accesso agli impianti di produzione delle configurazioni per le attività di verifica e controllo previste, informandone preventivamente i relativi produttori;
- informare i membri di eventuali recuperi derivanti da verifiche e controlli.

### **Impianti di produzione e interventi ammessi**

Nelle configurazioni di CER, Gruppi di autoconsumatori o autoconsumatore a distanza, gli impianti:

- devono essere alimentati da fonti rinnovabili 19;
- possono produrre incidentalmente energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili, per i quali la quota sia annualmente inferiore al 5% e viene considerata complessivamente come energia elettrica rinnovabile;
- se ibridi non possono far parte delle configurazioni.

Gli impianti di produzione delle configurazioni di CER, Gruppo di autoconsumatori o autoconsumatore a distanza devono soddisfare i seguenti criteri:

- essere stati realizzati tramite intervento di nuova costruzione o di potenziamento di impianti esistenti;
- avere potenza massima di 1 MW;<sup>2122</sup>
- essere entrati in esercizio a partire dal giorno successivo alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 199/2021, 16 dicembre 2021;
- non essere finalizzati alla realizzazione di progetti relativi all'idrogeno che comportino emissioni di gas a effetto serra superiori a 3 tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente per tonnellata di H<sub>2</sub>;
- rispettare i requisiti previsti dal principio DNSH;
- nel caso di impianti alimentati a biogas o biomassa rispettare i criteri definiti nell'Appendice D delle Regole Operative del GSE<sup>23</sup>;

- avere componenti impianto<sup>24</sup> realizzati esclusivamente con componenti di nuova costruzione per gli impianti fotovoltaici, invece anche rigenerati<sup>25</sup> per gli impianti diversi dai fotovoltaici.

All'interno delle configurazioni possono essere presenti anche più impianti aventi produttori diversi fra loro e non necessariamente coincidenti con uno dei clienti finali della configurazione. Ai fini dell'accesso alla tariffa incentivante, la potenza di un impianto deve essere calcolata come somma delle potenze delle sezioni che compongono le unità di produzione, alimentate dalla stessa fonte e collegate allo stesso punto di connessione alla rete elettrica, per cui venga fatta richiesta di inserimento in una o più configurazioni di CER, Gruppo di autoconsumatori o autoconsumatore a distanza.

### **Impianti esistenti**

Gli impianti di produzione “esistenti”, diversi da quelli già facenti parte di CER e di sistemi di autoconsumo collettivo, possono far parte delle configurazioni e l'energia immessa da tali impianti viene considerata nel computo dell'energia autoconsumata su cui viene riconosciuto il contributo di valorizzazione, ma non accedono agli incentivi.

Nel caso di CER, la potenza degli impianti esistenti non può superare il 30% della potenza complessiva degli impianti appartenenti alla configurazione.

### **Nuova costruzione**

Un impianto di produzione è definito di nuova costruzione se nel sito nel quale è stato realizzato, prima dell'inizio dei lavori, non era presente da almeno cinque anni un altro impianto di produzione di energia elettrica alimentato dalla stessa fonte rinnovabile o le principali parti di esso.

Non si può considerare un impianto come nuova costruzione se sul sito esistono ancora parti fondamentali di un impianto precedente, che possono essere identificate e riutilizzate secondo comuni criteri tecnici ed economici. Ad esempio, se viene installato un nuovo impianto su un sito dove era presente un vecchio impianto fotovoltaico ormai dismesso, e si sostituiscono solo i moduli o anche i componenti principali, non sarà considerato come una nuova costruzione, specialmente se quei componenti sono stati utilizzati in precedenza in altri impianti.

## **Potenziamento**

Se gli impianti esistenti hanno subito un potenziamento al fine di aumentarne la potenza accedono alla tariffa incentivante ma solo per l'energia elettrica immessa riferita alla sezione potenziante e, ai fini della verifica dei requisiti relativi all'entrata in esercizio e alla potenza, viene presa a riferimento la data di entrata in esercizio e la potenza della sezione potenziante. Per rilevare separatamente l'energia elettrica prodotta dalla nuova sezione di impianto rispetto a quelle esistenti, è necessario che la nuova sezione e la porzione di impianto esistente dovranno essere dotati di idonee apparecchiature di misura. La parte d'impianto installata a seguito del potenziamento<sup>27</sup> deve essere sottesa al medesimo punto di connessione alla rete elettrica dell'impianto preesistente. Non sono ammessi interventi di potenziamento che prevedano la sostituzione di moduli fotovoltaici o alternatori/generatori con altri di potenza superiore.

## **Sistemi di accumulo**

Nelle varie configurazioni è ammesso installare i sistemi di accumulo rispettando le “Regole Operative per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale”, pubblicate dal GSE. Nel documento viene sottolineato quanto indicato dal CEI nelle Norme CEI 0-16 e CEI 0-21, ovvero le diverse modalità di installazione dei sistemi di accumulo presso impianti di produzione, tenendo conto delle modalità di carica del sistema e della sua localizzazione nell'impianto elettrico di utenza. Le configurazioni incluse vengono descritte nel dettaglio nel documento sono:

- Configurazione 1: sistema di accumulo lato produzione monodirezionale;
- Configurazione 2: sistema di accumulo lato produzione bidirezionale;
- Configurazione 3: sistema di accumulo post-produzione bidirezionale.

Nel documento viene precisato che è necessario installare apparecchiature di misura conformi al TIME (Testo Integrato Misura Elettrica), per garantire una precisa contabilizzazione dell'energia assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo.

La presenza dei sistemi d'accumulo deve essere documentata con tutte le caratteristiche tecniche necessarie a caratterizzarne l'installazione.

### **Calcolo dei contributi**

I contributi economici spettanti alle configurazioni ammesse al servizio per l'autoconsumo diffuso sono riconosciuti in relazione a ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica rilevi per la configurazione per la durata di 20 anni.

La tariffa incentivante e il corrispettivo della valorizzazione vengono conferiti attraverso il seguente meccanismo:

- l'erogazione in corso d'anno di un acconto mensile, determinato sulla base di una stima dell'energia elettrica condivisa ed autoconsumata (acconto);
- il riconoscimento, sempre su base mensile ed a partire dall'anno successivo a quello di riferimento, del contributo economico effettivamente spettante sulla base delle misure di energia trasmesse al GSE dai gestori di rete (conguaglio).

### **Tariffa incentivante premio (TIP)**

La tariffa incentivante è erogata sulla quota di energia condivisa incentivabile per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia. La tariffa può essere richiesta fino al trentesimo giorno successivo alla data di raggiungimento di un contingente di potenza incentivata pari a 5 GW non oltre il 31 dicembre 2027.

La tariffa incentivante è cumulabile con:

- ✓ il contributo PNRR previsto dal Decreto CACER ma in tal caso la tariffa viene decurtata secondo quanto successivamente definito;
- ✓ altri contributi in conto capitale, diversi dal punto precedente, di intensità<sup>29</sup> non superiore al 40% ma in tal caso la tariffa viene decurtata secondo quanto successivamente definito;
- ✓ altre forme di sostegno pubblico che costituiscono un regime di aiuto di Stato<sup>30</sup> diverso dal conto capitale, purché l'equivalente sovvenzione per kW non superi il 40% del costo di investimento di riferimento massimo espresso in €/kW ma in tal caso la tariffa viene decurtata secondo quanto successivamente definito;

✓ i contributi erogati a copertura dei soli costi sostenuti per gli studi di prefattibilità e le spese necessarie per attività preliminari allo sviluppo dei progetti, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni, senza decurtazione;

✓ le detrazioni fiscali con aliquote ordinarie, senza decurtazione;

✓ altre forme di sostegno pubblico diverse dal conto capitale che non costituiscono un regime di aiuto di Stato, senza decurtazione.

Per applicare le decurtazioni la tariffa spettante viene determinata come segue:

$$TIP_{Conto\ Capitale} = Tip * (1 - F) \quad (3)$$

Dove:

- Tip è la tariffa senza decurtazione;
- 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. Non si applica in relazione all'energia elettrica condivisa da punti di prelievo nella titolarità di enti territoriali e autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale.

La tariffa incentivante non è cumulabile con:

- ✗ altre forme di incentivo in conto esercizio;
- ✗ Superbonus
- ✗ contributi in conto capitale in misura maggiore del 40% dei costi di investimento ammissibili;
- ✗ altre forme di sostegno pubblico che costituiscono un regime di aiuto di Stato diverso dal conto capitale in misura maggiore del 40% dei costi di investimento ammissibili.

### Acconto

In corso d'anno viene conferito un acconto mensile determinato da una stima dell'energia immessa in rete dagli impianti di produzione/ sezione la quale dipende dalla fonte e dalla somma delle potenze. In questa fase, l'energia incentivata viene definita come:

$$E_{incentivata} = E_{stimata} * \alpha \quad (4)$$

Dove:

- $E_{stimata}$  è la stima dell'energia immessa in rete degli impianti di produzione /sezione, calcolata:

$$E_{stimata} = P_i * \frac{H_j}{12} \quad (5)$$

Dove

- $P_i$  è pari potenza incentivabile dell'impianto/ UP "i";
- $j$  è la fonte di alimentazione dell'impianto o UP "j";
- $H$  = ore di immissione annuali dell'impianto/ UP "i", stimate secondo i valori di seguito riportati:
  - 1.500 ore per impianti eolici
  - 1.500 ore per impianti idroelettrici
  - 5.000 ore biogas e biomasse
  - 500 ore per gli altri impianti

Nel solo caso degli impianti fotovoltaici, tali valori sono variabili in base alla zona geografica di ubicazione degli impianti:

- 900 ore per impianti fotovoltaici localizzati nelle regioni del nord
  - 1.050 ore per impianti fotovoltaici localizzati nelle regioni del Centro
  - 1.100 ore per impianti fotovoltaici localizzati nelle regioni del Sud
- $\alpha$  è il coefficiente di contemporaneità tra immissione e prelievo =0,60

Il valore dell'acconto del generico mese è pari alla sommatoria dei rispettivi acconti calcolati per i diversi impianti/ UP facenti parte della configurazione:

$$Acconto_{ACI,m} = \sum A_{ACI,i} \quad (6)$$

Per singolo impianto/UP “i”:

$$A_{ACI,i} = E_{incentivata}(TIP_a) \quad (7)$$

Dove  $TIP_a$  è la tariffa incentivante premio d’acconto, determinata come di seguito dettagliato:

$$TIP_a = (TP_{base} + Z + FC_{zonale}) * (1 - F) \quad (8)$$

- $Z$  è il valore medio della parte variabile della tariffa definita da Decreto CACER (può assumere valori compresi tra 0 – 40 €/MWh) ed è posto in fase di acconto pari a 20 €/MWh;
- $TP_{base}$  è il valore base della tariffa, così definito in base al valore della potenza impianto/sezione della medesima UP:

$$(TP_{base}) = \begin{cases} 60 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} & \text{con } P_i > 600 \text{ kW} \\ 70 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} & \text{con } 200 < P_i < 600 \text{ kW} \\ 80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} & \text{con } P_i \leq 200 \text{ kW} \end{cases} \quad (9)$$

- $FC_{zonale}$  = è il fattore di correzione della tariffa, che tiene conto dei diversi livelli di insolazione per gli impianti fotovoltaici ed è così definito in base all’ubicazione dell’impianto, ovvero una maggiorazione tariffaria per gli impianti fotovoltaici ubicati nelle Regioni del Centro e Nord Italia:

$$FC_{zonale} = \begin{cases} +4 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} & \text{Regioni centrali} \\ +10 \text{ €/MWh} & \text{Regioni del nord} \end{cases} \quad (10)$$

$F$  è fattore che varia tra 0 e 0,5 con la percentuale di contributo conto capitale riconosciuta.

Il valore ottenuto dall’acconto mensile è costante ma il GSE può aumentare o diminuire il coefficiente di contemporaneità  $\alpha$ .

## Conguaglio

Dall'anno successivo a quello di riferimento ed entro il 15 maggio, il GSE inizia a riconoscere del contributo economico di incentivazione effettivamente spettante per l'anno di riferimento, utilizzando le misure di energia trasmesse al GSE dai gestori di rete.

Il processo di determinazione della partita economica per una data competenza (mese/anno) avviene mediante la valorizzazione di tutte le ultime misure di energia elettrica<sup>33</sup> (calcolo completo) o del numero minimo di misure di energia elettrica <sup>34</sup>(calcolo parziale), trasmesse dal gestore di rete, sui vari punti di connessione che devono essere reperibili al GSE. Si utilizza il calcolo solo nel caso in cui il valore economico risultante sia maggiore del contributo di acconto riconosciuto.

Il contributo economico del mese “m” è pari alla sommatoria dei prodotti su base oraria tra la tariffa premio e l'energia elettrica condivisa incentivabile:

$$C_{ACI} = \sum TIP_h * E_{ACI,h} \quad (11)$$

$E_{ACI,h}$  è l'energia elettrica condivisa incentivabile per l'ora generica h ed è determinata sulla base del seguente algoritmo:

$$E_{ACI,h} = \min(E_{immessa,h}; E_{prelevata,h}) \quad (12)$$

Dove:

- $E_{immessa,h}$  è l'energia immessa di una generica ora pari alla sommatoria dell'energia immessa in ogni punto di connessione y ai fini della condivisione ovvero all'interno della stessa cabina primaria dall'insieme degli impianti che partecipano ad una CACER:

$$E_{immessa,h} = \sum_{y=1}^n E_{immessa \text{ punto di connessione } y} \quad (13)$$

$E_{prelevata,h}$  è l'energia prelevata dai POD, facenti parte della stessa CACER sottesi alla medesima cabina primaria, per cui calcolata come:

$$E_{prelevata,h} = \sum_{y=1}^n E_{prelevata \text{ punto di connessione } y} \quad (14)$$

I valori relativi rispettivamente all'energia immessa e prelevata sono ai fini della condivisione.

La tariffa premio TIP è variabile su base oraria, in quanto dipendente dai prezzi del mercato dell'energia ( $P_z$ ), ed è calcolata per l'ora  $h$  come segue:

$$TIP_h = \{\min[CAP; TP_{base} + \max(0; 180 - P_z)] + FC_{zonale}\} * (1 - F)$$

Nella quale:

- $P_z$  è il prezzo zonale orario
- $TP_{base}$  è il valore base della tariffa, così definito in base al valore della potenza impianto/sezione della medesima UP:

$$TP_{base} = \begin{cases} 60 \text{ €/MWh} \\ 70 \text{ €/MWh} \\ 80 \text{ €/MWh} \end{cases} \quad \text{validi in base alle diverse soglie di potenza installata}$$

- CAP è il valore soglia della tariffa spettante, così definito in base al valore della potenza impianto/sezione della medesima UP:

$$CAP = \begin{cases} 100 \text{ €/MWh} \\ 110 \text{ €/MWh} \\ 120 \text{ €/MWh} \end{cases} \quad \text{validi in base alle diverse soglie di potenza installata}$$

- $FC_{zonale}$  è il fattore di correzione della tariffa, che tiene conto dei diversi livelli di insolazione per gli impianti fotovoltaici ed è così definito in base all'ubicazione dell'impianto:

$$FC_{zonale} = \begin{cases} +4 \text{ €/MWh} & \text{Regioni centrali} \\ +10 \text{ €/MWh} & \text{Regioni del nord} \end{cases}$$

- Il parametro  $F$  è legato all'eventuale erogazione di un contributo in conto capitale: 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 0,5, nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento.

Si può notare come la tariffa premio aumenta al diminuire della potenza degli impianti e al diminuire del prezzo di mercato dell'energia.

L'importo eccedente della tariffa premio rispetto al valore soglia dell'energia incentivata (fissato al 55% o al 45% nel caso di contributi in conto capitale) può essere devoluto esclusivamente a

consumatori diversi dalle imprese e/o impiegato per iniziative sociali che impattano positivamente sulle comunità locali in cui sono situati gli impianti per favorire la condivisione. La tariffa premio non è concessa sull'energia elettrica autoconsumata che può essere attribuita alla quota di potenza installata per adempiere all'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici 36, noto come "Potenza d'obbligo" (Po). Se la potenza dell'impianto a fonti rinnovabili è maggiore della potenza d'obbligo, è possibile accedere alla tariffa premio solamente per la parte di potenza dell'impianto che eccede. In questi casi, esclusivamente per il calcolo degli incentivi associati alla tariffa premio, l'energia elettrica viene moltiplicata per un fattore di riduzione calcolato come  $(P-P_0) / P$ .

Nel seguito viene riportata una tabella riassuntiva.

| Pn           | Tariffa fissa<br>Definita in f (P)       | Tariffa Variabile<br>In f(Pz) | Tariffa massima<br>Fonti non FTV | Tariffa massima totale<br>impianti FTV |        |      |
|--------------|------------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------------------|--------|------|
|              |                                          |                               |                                  | Sud                                    | Centro | Nord |
| P≤200 Kw     | 80 €/MWh<br>(+ comp. geografica per FTV) | 0-40 €/MWh                    | 120 €                            | 120€                                   | 124€   | 130€ |
| 200<P≤200 kW | 70 €/MWh<br>(+ comp. geografica per FTV) | 0-40 €/MWh                    | 110€                             | 110€                                   | 114€   | 120€ |
| P>600 kW     | 60 €/MWh<br>(+ comp. geografica per FTV) | 0-40 €/MWh                    | 100€                             | 100€                                   | 104€   | 110€ |

Figura 12. Riassunto tariffa premio

### Valorizzazione dell'energia elettrica autonconsumata

La valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata avviene mediante la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA. Le componenti tariffarie restituite sono legate a vari aspetti del servizio elettrico, nello specifico alla trasmissione dell'energia elettrica, il trasporto dell'energia dalle centrali elettriche ai centri di distribuzione, alla distribuzione, la consegna dell'energia ai singoli utenti, e alle perdite di rete, l'energia persa durante il trasporto e la distribuzione. In tal modo i consumatori che autoconsumano l'energia elettrica prodotta possono beneficiare di un risparmio economico, in quanto una parte delle tariffe che avrebbero dovuto pagare viene restituita.

### Acconto

Il valore di acconto del contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata è funzione della fonte e della somma delle potenze degli impianti di produzione/UP presenti in

configurazione che hanno accesso al contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata.

Il contributo in acconto AACVC è determinato stimando l'energia elettrica autoconsumata con le medesime modalità previste nell'acconto della tariffa premio e applicando a tale energia il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile  $CU_{Afa),m}$ .

Il corrispettivo di acconto del generico mese “m” è pari alla sommatoria dei corrispettivi di acconto calcolati per i diversi impianti/ UP facenti parte della configurazione:

$$Acconto_{ACV,i} = \sum A_{ACV,i} \quad (15)$$

Il valore  $A_{ACV,i}$  dell'acconto spettante all'i-esimo impianto/ UP è calcolato come di seguito:

$$A_{ACV,i} = E_{incentivata} * CU_{Afa),m} \quad (16)$$

Dove:

- $E_{incentivata}$  precedentemente definita per la tariffa premio;
- $CU_{Afa),m}$  è corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile pari alla parte unitaria variabile, espressa in c€/kWh, della tariffa di trasmissione definita per le utenze BT previsto per l'anno di riferimento.

### **Conguaglio**

Ai fini della determinazione del contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata (CACV), il GSE calcola per ciascuna configurazione la quantità di energia elettrica autoconsumata oraria e mensile (EACV), quest'ultima pari alla somma delle quantità di energia elettrica autoconsumate orarie nelle ore del mese.

Nel caso delle **CER, CEC, autoconsumatori individuali “a distanza” e clienti attivi “a distanza”**, il contributo è definito esclusivamente in relazione alla tariffa di trasmissione dell'energia elettrica:

$$C_{ACV} = CU_{Afa),m} * E_{ACV} \quad (17)$$

Con:

- $E_{ACV}$  quantità di energia elettrica autoconsumata oraria e mensile;
- $CU_{Afa),m}$  corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile pari alla parte unitaria variabile della **tariffa di trasmissione (TRASE)** definita per le utenze in bassa tensione.

Nel caso di **gruppi di autoconsumatori** e **gruppi di clienti attivi**, il contributo comprende non solo il rimborso della tariffa di trasmissione, ma anche quella di distribuzione e di perdite di rete evitate:

$$C_{ACV} = CU_{afa),m} * E_{ACV} + CU_{afb),m} * E_{ACVC} + \sum_i (E_{ACVC,i} * C_{PR,i} * P_Z)_h \quad (18)$$

Dove:

- $CU_{afa),m}$  è il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile pari alla parte unitaria variabile della **tariffa di trasmissione (TRASE)** definita per le utenze in bassa tensione;
- $E_{ACV}$  è quantità di energia elettrica autoconsumata oraria e mensile;
- $E_{ACVC}$  è la sola quantità di energia elettrica autoconsumata oraria e mensile considerando dei soli impianti di produzione ubicati nell'edificio o condominio delle unità di consumo;
- $CU_{afb),m}$  è il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile pari al valore più elevato della **componente variabile di distribuzione** definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (**BTAU**) vigenti nel mese m-esimo;
- $C_{PR,i}$  è il coefficiente delle **perdite evitate** (1,2% per MT; 2,6% per BT);
- $P_Z$  è il prezzo zonale orario;
- $i$  indica il livello di tensione.

### **RID Ritiro Dedicato**

Il Ritiro Dedicato è la vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti che vi possono accedere, in alternativa al libero mercato, questo servizio semplificativo viene messo a disposizione dal GSE a partire dal primo gennaio del 2008. Il GSE fornisce infatti al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete.

Gli impianti che possono accedere al servizio di Ritiro Dedicato includono:

- gli impianti alimentati da qualsiasi fonte, con potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA, comprese le centrali ibride;
- gli impianti di qualsiasi potenza che producono energia elettrica da fonti rinnovabili come:
  - energia eolica,

- energia solare,
  - energia geotermica,
  - energia del moto ondoso,
  - energia mareomotrice,
  - energia idraulica (solo per impianti ad acqua fluente).
- l'energia in eccedenza prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quelle citate, con potenza apparente nominale pari o superiore a 10 MVA, se di proprietà di auto produttori.

Un produttore che realizza un impianto fotovoltaico con il Superbonus 110% è obbligato a stipulare un contratto di ritiro dedicato di almeno 5 anni, alla fine dei quali si rinnoverà tacitamente con cadenza annuale.

Se si richiede sia il servizio di servizio di autoconsumo diffuso e di ritiro dell'energia immessa in rete, il corrispettivo erogato è regolamentato dall'Allegato A alla deliberazione ARERA 280/07 e successive modifiche.

Gli impianti che accedono ai meccanismi di incentivazione per i quali è previsto il riconoscimento di una Tariffa Onnicomprensiva, cioè incentivo e ricavo da vendita dell'energia.

In particolare, gli impianti che non possono accedere sono:

- gli impianti fotovoltaici incentivati dal quinto Conto Energia<sup>37</sup> o dal quarto Conto Energia per i soli impianti con Tariffa Onnicomprensiva;
- gli impianti alimentati a fonti rinnovabili (non fotovoltaici) incentivati dal D.M. 18 dicembre 2008, dal D.M. 06 luglio 2012 e dal D.M. 23 giugno 2016.<sup>ù</sup>

Il Ritiro Dedicato, infine, non è compatibile con il servizio di Scambio sul Posto, quest'ultimo sarà disattivato in maniera retroattiva entro la fine del 2024 per cui l'unico servizio attivo offerto dal GSE sarà RID.

Per attivare questo servizio si deve stipulare il contratto di Ritiro Dedicato, che ha durata di un anno solare ed è tacitamente rinnovabile. Il produttore può decidere di recedere il contratto in qualunque momento senza alcun tipo di vincolo, è sufficiente inviare la disdetta dal portale informatico del GSE almeno 60 giorni prima della data in cui si desidera concludere il patto.

La richiesta può essere inviata con la modalità standard, nella quale il produttore stesso invia l'istanza attraverso il servizio di Ritiro Dedicato, oppure mediante un iter semplificativo accessibile per i nuovi impianti fotovoltaici con determinate caratteristiche. L'iter semplificativo consiste nel modello Unico che i produttori installando nuovi impianti fotovoltaici dovranno fare interfacciandosi unicamente con i gestori di rete, il quale riferirà i dati necessari al GSE. I nuovi impianti fotovoltaici che possono usufruire soltanto se:

- realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa tensione e media tensione;
- aventi potenza nominale non superiore a 200 kW;
- per i quali sia richiesto contestualmente l'accesso al regime di Ritiro Dedicato;
- realizzati sui tetti degli edifici o su strutture e manufatti fuori terra diversi dagli edifici, nonché nelle relative pertinenze con le modalità previste dal D.lgs. n. 28/11.

Il prezzo di vendita dell'energia immessa può essere di due tipologie:

- **Prezzo Zonale Orario (Pz)**, è un compenso al kWh determinato dal mercato elettrico che cambia in base all'ora della giornata in cui l'energia viene immessa in rete e la zona di mercato in cui si trova l'impianto;
- **Prezzi Minimi Garantiti (PMG)**, è un compenso al kWh stabilito e fissato ogni anno dall'ARERA in base alla fonte e alla quantità di energia ritirata annualmente.

Scegliere il regime di prezzo minimo garantito permette di avere un compenso minimo, indipendentemente dalle fluttuazioni del mercato elettrico. Inoltre, se il Prezzo Zonale Orario è maggiore del Prezzo Minimo Garantito viene erogato un conguaglio annuale a giugno dell'anno successivo, assicurando che i produttori vengono remunerati sempre con il prezzo più vantaggioso.

Imporre un prezzo fisso assicura la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate; infatti, possono richiedere il **Prezzo Minimo Garantito**:

- gli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW che **accedono** alle "incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta";

- gli impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW che **accedono** alle "incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta";
- gli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW che **non accedono** alle "incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta", limitatamente ai primi 1,5 milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto;
- gli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, a eccezione delle centrali ibride, che non accedono alle "incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta", limitatamente ai primi 1,5 milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto e nel caso degli impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, da biomasse solide e da biomasse liquide limitatamente ai primi 2 milioni di kWh immessi in rete annualmente.

Le incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta sono, a oggi, gli incentivi sostituiti dei certificati verdi ovvero gli incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici ai sensi dei decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011.

I produttori accedendo, per almeno un giorno, al servizio di Ritiro Dedicato devono erogare una tariffa annuale al GSE per coprire gli oneri di gestione, verifica e controllo. Tale tariffa, come evidenziato nella seguente tabella, varia per fonte di alimentazione e per potenza nominale dell'impianto fino ad un massimale annuo.

| FONTE     | Scaglione di potenza |                 |            |           |
|-----------|----------------------|-----------------|------------|-----------|
|           | 1 < P ≤ 20 Kw        | 20 < P ≤ 200 kW | P > 200 kW | Massimale |
|           | €/Kw                 | €/kW            | €/kW       | €/anno    |
| Solare    | 0,7                  | 0,65            | 0,6        | 10.000    |
| Eolica    | 0,9                  | 0,8             | 0,7        | 10.000    |
| Idraulica | 1,1                  | 0,9             | 0,8        | 10.000    |
| Altro     | 1,2                  | 1,0             | 0,9        | 10.000    |

Figura 13. Tariffa annuale da versare al GSE

La tariffa viene calcolata con la potenza dell'impianto al 1° gennaio dell'anno di riferimento, oppure, in caso di Convenzioni stipulate successivamente, a partire dal giorno di decorrenza della Convenzione. Se gli impianti hanno una potenza nominale fino a 3 kW non viene applicata la tariffa.

La tariffa viene prelevata dal GSE dal primo pagamento dell'anno e, se maggiore, dai pagamenti successivi.

#### **4.1.7.2 Contributi in Conto Capitale**

Ai benefici della misura PNRR vengono ammessi unicamente le configurazioni gruppo di autoconsumatori e CER, rispettanti i requisiti successivamente riportati. Il referente presenta le stesse caratteristiche e mansioni riportati nel precedente paragrafo.

##### **Impianti**

L'impianto di produzione/UP alimentato da fonti rinnovabili, per la cui realizzazione è richiesto il contributo in conto capitale, deve:

- essere realizzato tramite intervento di nuova costruzione o potenziamento;
- avere potenza non superiore a 1 MW;
- disporre di titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, ove previsto;
- disporre di preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva, ove previsto;
- essere ubicato in Comuni con popolazione inferiore a 5.000 abitanti (a tal fine si farà riferimento ai dati Istat sui Comuni, aggiornati alla data di invio della richiesta);
- essere ubicato nell'area sottesa alla medesima cabina primaria a cui fa riferimento la configurazione di CER o di Gruppo di autoconsumatori di cui l'impianto/UP farà parte;
- avere data di avvio lavori successiva alla data di presentazione della domanda di contributo da parte del soggetto beneficiario;
- entrare in esercizio entro diciotto mesi dalla data di ammissione al contributo e, comunque, non oltre il 30 giugno 2026;
- rispettare i requisiti sugli impianti di produzione rappresentati per i contributi in conto esercizio, ivi inclusi i requisiti previsti dal principio DNSH e tagging climatico;

- essere inserito, una volta realizzato, in una configurazione di gruppo di autoconsumatori o di CER per la quale risulti attivo il contratto per l'erogazione della tariffa incentivante.

Il soggetto beneficiario può richiedere l'accesso ai contributi anche per più di un impianto di produzione/UP, presentando distinte richieste di accesso per ciascuno degli impianti o potenziamenti di impianto.

### **Soggetto beneficiario**

Il soggetto beneficiario del contributo deve essere il soggetto che sostiene l'investimento per la realizzazione dell'impianto/potenziamento di impianto per il quale viene richiesto il contributo. Tale soggetto deve presentare la richiesta di accesso. Il soggetto beneficiario, dotato di autonomia patrimoniale, potrà essere:

- nel caso di CER, la medesima CER, o un produttore e/o cliente finale socio/membro della CER;
- nel caso di Gruppo di autoconsumatori, il legale rappresentante dell'edificio o condominio ovvero un produttore/cliente finale che fa parte del gruppo di autoconsumatori.

Il Soggetto beneficiario dovrà fornire, in fase di invio della richiesta, i dati identificativi del titolare effettivo, indicando anche l'assenza di ogni conflitto di interesse.

### **Spese ammissibili**

Le spese ammissibili, nel limite del costo di investimento massimo di riferimento indicato nel Decreto CACER, sono le seguenti:

- realizzazione di impianti a fonti rinnovabili;
- fornitura e posa in opera dei sistemi di accumulo;
- acquisto e installazione macchinari, impianti e attrezzature hardware e software, comprese le spese per la loro installazione e messa in esercizio;
- opere edili strettamente necessarie alla realizzazione dell'intervento;
- connessione alla rete elettrica nazionale;
- studi di prefattibilità e spese necessarie per attività preliminari, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni;

- progettazioni, indagini geologiche e geotecniche il cui onere è a carico del progettista per la definizione progettuale dell'opera;
- direzioni lavori, sicurezza;
- 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 devono essere sostenute successivamente all'avvio dei lavori dal soggetto beneficiario e devono essere tracciabili, pena la loro inammissibilità.

### **Cumulabilità del contributo PNRR**

Il contributo PNRR è cumulabile con:

- ✓ altri contributi in conto capitale diversi da quelli sostenuti da altri programmi e strumenti dell'Unione Europea, di intensità non superiore al 40%40 e nel rispetto del divieto di doppio finanziamento;
- ✓ i contributi erogati a copertura dei soli costi sostenuti per gli studi di prefattibilità e le spese necessarie per attività preliminari allo sviluppo dei progetti, ivi incluse le spese necessarie alla costituzione delle configurazioni;
- ✓ la tariffa incentivante decurtata in ragione dell'intensità del contributo ricevuto.

Il contributo PNRR non è cumulabile con:

- ✗ detrazioni fiscali con aliquote ordinarie del testo unico delle imposte sui redditi di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917;
- ✗ altri contributi in conto capitale sostenuti da altri programmi e strumenti dell'Unione Europea;
- ✗ altre forme di sostegno pubbliche che costituiscono un regime di aiuto di Stato diverso dal conto capitale.
- ✗ incentivi in conto esercizio diversi dalla tariffa incentivante di cui alle presenti Regole;
- ✗ Superbonus

### Calcolo dei contributi

Per gli impianti a fonti rinnovabili situati nei Comuni con meno di 5000 abitanti, la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 (Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'autoconsumo) del PNRR mette a disposizione 2,2 miliardi di euro fino al 30 giugno 2026 per la realizzazione di una potenza complessiva pari almeno a 2 GW, ed una produzione indicativa di almeno 2.500 GWh/anno.

Il contributo in conto capitale è riconosciuto nella misura massima del 40% della spesa ammissibile, fermi restando i massimali di spesa previsti dal Decreto CACER (**Errore. L'origine r**  
**iferimento non è stata trovata.**).

| Potenza impianto                          | Massimale |
|-------------------------------------------|-----------|
| $P \leq 20 \text{ kW}$                    | 1500 €/kW |
| $20 \text{ kW} < P \leq 200 \text{ kW}$   | 1200 €/kW |
| $200 \text{ kW} < P \leq 600 \text{ kW}$  | 1100 €/kW |
| $600 \text{ kW} < P \leq 1000 \text{ kW}$ | 1050 €/kW |

Figura 14. Massimali di spesa ammissibili

La determinazione del contributo in conto capitale massimo erogabile verrà, quindi, effettuata considerando il minimo tra la spesa ammissibile dichiarata e il massimale di spesa stabilito dal Decreto CACER, tenendo conto di quanto previsto ai fini dell'eventuale cumulabilità con altri contributi in conto capitale. Il valore sarà indicato nell'atto di concessione emesso dal MASE, ma al momento dell'erogazione a saldo, sarà ricalcolato in base alle spese effettive ma non può essere superiore a quanto previsto nell'atto di concessione.

La richiesta di contributo deve essere inviata come precedentemente detto dal soggetto beneficiario esclusivamente online entro il 31 marzo 2025 tramite il portale "SPC-Sistemi di Produzione e Consumo" nell'area clienti. Il beneficiario deve allegare tutta la documentazione seguendo le indicazioni fornite nelle Regole operative del GSE, quali ad esempio l'impianto di produzione per il quale richiede il contributo, pena l'inammissibilità.

Il GSE conclude l'istruttoria entro 90 giorni dalla richiesta, e trasferisce le informazioni al MASE per l'emissione del decreto di concessione. Dopo la registrazione del decreto di concessione da parte della Corte dei conti, il beneficiario accetta i termini e le condizioni sottoscrivendo l'atto

d'obbligo sul portale del GSE. Entro 30 giorni dall'inizio dei lavori, il beneficiario deve comunicare la data di inizio dei lavori tramite il Portale informatico del GSE.

Dopo aver sottoscritto l'atto d'obbligo, il soggetto beneficiario può richiedere il contributo e in base alla potenza dell'impianto può scegliere opzioni differenti, definite nel dettaglio nelle regole operative del GSE e schematizzate nella seguente figura.

| IMPIANTI 200 kW <P ≤ 1000 kW                             |                                                        |                          |
|----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------------------|
| OPZIONE 1<br>Anticipazione fino al 10%;<br>saldo totale  | OPZIONE 2<br>Quota intermedia del 40%;<br>saldo totale | OPZIONE 3:<br>Saldo 100% |
| IMPIANTI P ≤ 200 kW                                      |                                                        |                          |
| OPZIONE 1:<br>Anticipazione fino al 10%;<br>saldo totale |                                                        | OPZIONE 2:<br>Saldo 100% |

Figura 15. Valori della retribuzione in base alla soglia di potenza installata

## 4.2 DIFFUSIONE A LIVELLO EUROPEO ED ITALIANO

Lo sviluppo delle comunità energetiche a livello europeo è un processo in rapida evoluzione, supportato da normative comunitarie volte a promuovere la partecipazione attiva dei cittadini alla transizione energetica. Nell'ambito dei progetti eNeuron (greeN Energy HUBs for Local IntegRated Energy COmmunities Optimisation), sono state identificate 76 CE situate in 11 diversi Paesi, da includere nella revisione di (Figura 16). [23]

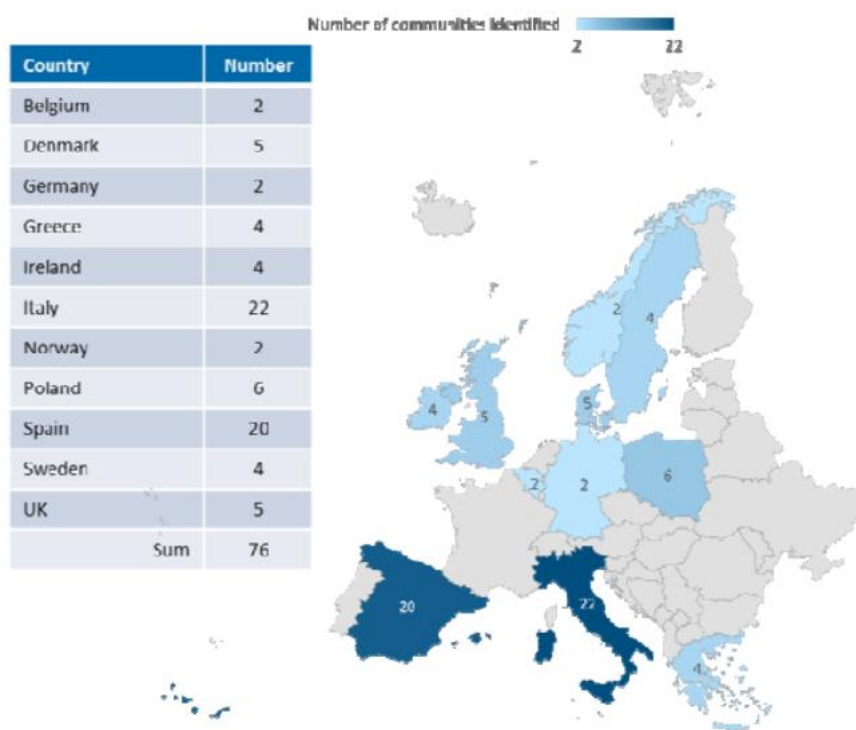


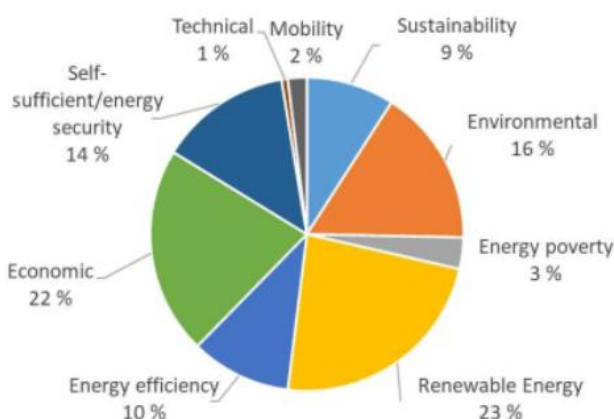
Figura 16. Mappa della diffusione a livello europeo delle CE

Le diverse CE si trovano in aree geografiche diverse. In base alla revisione, vi è una quota limitata di CE situate in aree alpine o insulari, il 4% ciascuna. La tipologia tipica è quella urbana (38%) o rurale (37%), o una combinazione di queste (17%).

In genere, le CE sono collegate al sistema elettrico a livello di rete di distribuzione. Se si effettua una cernita per regioni, le CE si trovano solo in aree rurali (64%) e urbane (36%) nella regione settentrionale, ma per la regione centrale più della metà (53%) delle comunità si trova in aree urbane e rurali combinate, e il 21% in aree rurali e il 16% in aree urbane. Nella regione

meridionale la quota di CE in aree urbane e rurali combinate è del 7%, ma oltre il 48% si trova in aree urbane e il 37% in aree rurali. Il 2% delle comunità si trova nelle isole e il 7% nelle aree alpine.

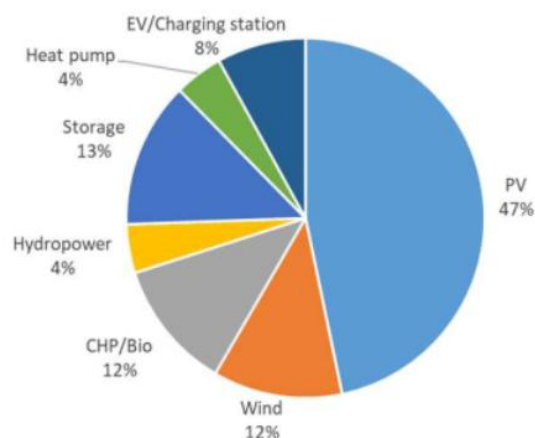
Le motivazioni per la creazione delle CE sono diverse. Nell'indagine sono state prese in considerazione nove diverse motivazioni ed è possibile specificare più motivazioni per ogni comunità (Figura 17).



**Figura 17. Motivazioni di costituzione delle CE**

L'uso di fonti locali è importante per la creazione di CE, e anche per stabilire una soluzione sostenibile per i cittadini coinvolti. Per le CE incluse nella rassegna, il 23% specifica che l'uso delle energie rinnovabili è la motivazione principale per la creazione della CE, per tutte le regioni studiate (Nord, Centro e Sud). Altre ragioni importanti sono l'efficienza energetica e le risorse flessibili che contribuiscono a migliorare l'utilizzo della rete elettrica (funzionamento efficiente dal punto di vista dei costi e della riduzione della necessità di investimenti nella rete), ma anche la possibilità di migliorare la capacità di accoglienza per aumentare il numero di unità di generazione basate su fonti energetiche rinnovabili (FER) collegate alla rete elettrica.

Per quanto riguarda le tecnologie energetiche installate nelle CE esaminate sono presentate in Figura 18.



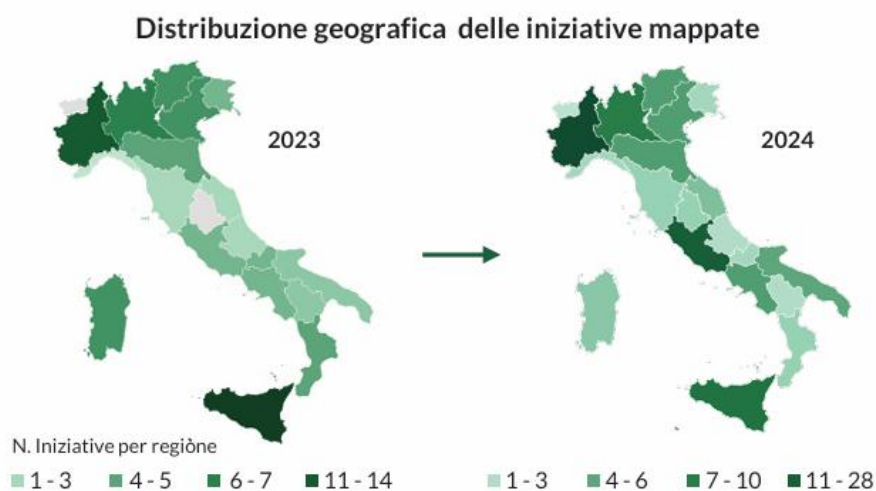
**Figura 18. Tecnologie energetiche installate nelle CE**

La tecnologia energetica più comune installata è il fotovoltaico, con una quota del 47%. Altre tecnologie energetiche installate sono lo stoccaggio (13%), l'eolico (12%), CHP/Bio (12%), EV/stazione di ricarica (8%), l'idroelettrico (4%) e la pompa di calore (4%).

A livello regionale il fotovoltaico è la tecnologia più comune (Nord: 34,8%; Centro: 31,4%; Sud: 63,5%), al nord vengono spesso utilizzati anche lo stoccaggio (21,7%), la stazione EV/ricarica (17,4%) e la pompa di calore (13,0%). Nella regione centrale, l'eolico (21,6%) e la cogenerazione/Bio (21,6%) sono tecnologie comuni. Nella regione meridionale, lo stoccaggio è la tecnologia energetica più comune (11,1%) dopo il fotovoltaico.

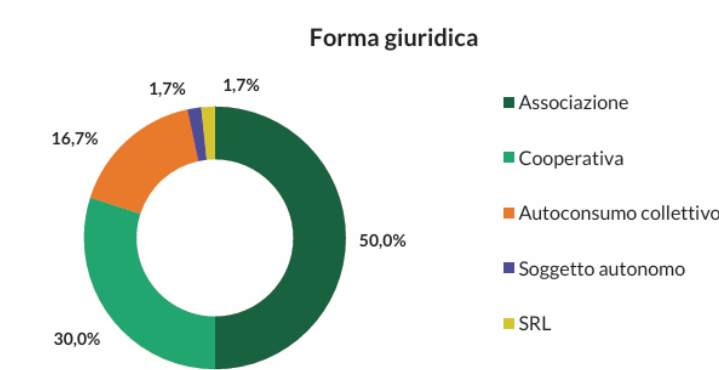
In Italia la situazione è in forte trasformazione, a maggio 24 è stata svolta una ricerca delle iniziative per la costituzione di configurazioni per l'autoconsumo, tra comunità energetiche e autoconsumo collettivo, consultando i report pubblicati da Legambiente, ENEA, dalla fondazione Utilitatis, e le notizie pubblicate dalla stampa settoriale e locale per raccogliere dati sullo stato delle iniziative, l'ubicazione, le forme giuridiche adottate, gli impianti installati e i soggetti coinvolti. Secondo l'**Electricity Market Report 2024** sono 168 le iniziative per la costituzione di configurazioni per l'autoconsumo tra comunità energetiche e autoconsumo collettivo, circa il doppio (+89%) rispetto al 2023: di queste 46 sono state realizzate e 121 sono ancora in progettazione. Nella mappatura non sono stati trovati dati per casi di autoconsumatori individuali a distanza.

Le regioni che risultano più attive sono Piemonte, Lazio, Sicilia e Lombardia nelle quali sono state rilevate 80 iniziative (il 48% del totale). Rispetto al 2023 sono state individuate iniziative in tutte le regioni italiane, il che mostra un interessamento per il tema diffuso su tutto il territorio italiano.



**Figura 19. Mappatura in Italia delle iniziative**

Su un campione di 60 iniziative di cui era nota la forma giuridica, nel 50% dei casi è stata costituita un'associazione e nel 30% una cooperativa. La scelta dell'associazione, in particolare l'associazione non riconosciuta, è dovuta ai minori costi richiesti e alla maggior semplicità in fase di costituzione e di gestione, poiché le iniziative individuate sono prevalentemente di piccole dimensioni.



**Figura 20. Principali forme giuridiche utilizzate**

Su un campione di 123 iniziative sono stati studiati gli impianti installati: l'87.4% degli impianti alimentati da fonte solare fotovoltaica, seguono quindi idroelettrico (6.0%), eolico (3.0%) e biomassa (2.2%).

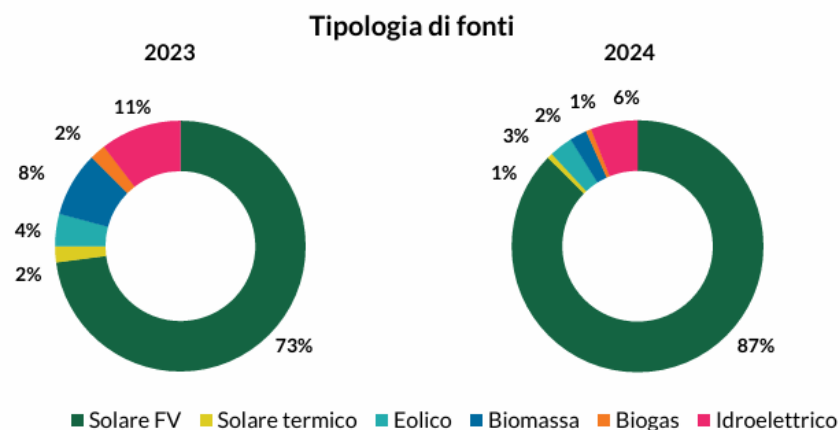


Figura 21. Tipologia di fonti installate

Nelle nuove iniziative di CER vengono installati nella quasi totalità dei casi impianti fotovoltaici, meno onerosi in termini di costi iniziali e costi di gestione. La potenza mediana è in leggera crescita da 55kW nel 2023 a 60kW nel 2024. Gli impianti oltre i 200 kW sono circa il 34% del totale, ma mantengono una presenza rilevante (23.5%) i piccoli impianti con potenza inferiore a 30kW, a conferma della dimensione limitata delle iniziative attuali.

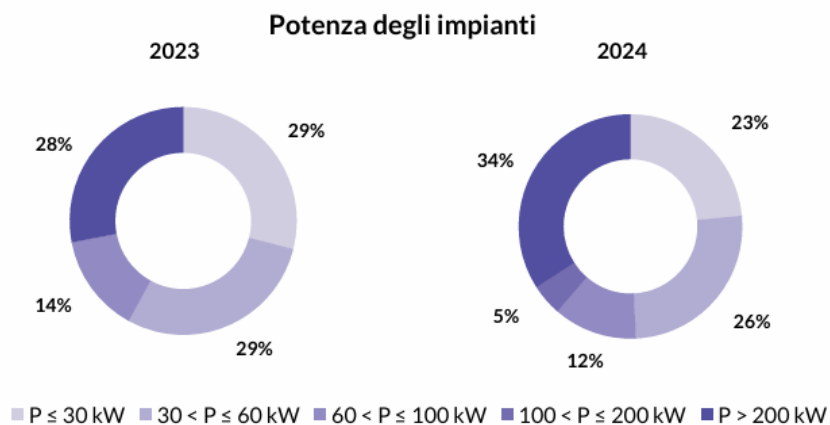


Figura 22. Potenza degli impianti installati

Ad oggi nella maggior parte dei casi, il 58% del totale, il **promotore è un ente pubblico** che fornisce spazi per l'installazione degli impianti e supporta l'aggregazione dei membri, allo scopo di **ridurre le spese, aiutare** le famiglie in **situazioni di disagio economico** e finanziare progetti sul territorio. In questo tipo di modello ricadono anche iniziative promosse da altri soggetti, come enti del terzo settore e cooperative sociali.

**L'altra parte** rilevante (21%) è costituita dalle **iniziative promosse da soggetti specializzati**, a supporto di soggetti privati interessati. Una **parte minoritaria** (9%) è costituita da iniziative promosse **esclusivamente da privati**.

Nel **79% dei casi** l'iniziativa prevede comunque la **presenza di un soggetto esterno specializzato** (ESCo, utility o imprese del settore energetico) **che supporti il promotore** investendo negli impianti e/o supportando le attività di aggregazione dei membri e di gestione della CER. Nel restante 21% dei casi non è nota la presenza di un soggetto specializzato, ma è probabile che sia comunque presente; infatti, i **soggetti promotori non sono sempre preparati** a gestire le **complessità tecniche e burocratiche** che caratterizzano le iniziative per le CER.

## 5. CASE STUDY

### 5.1 Microrete Residenziale Isolata

L'edificio oggetto di studio è un'abitazione unifamiliare situata nell'Italia meridionale. La villa si trova sotto la giurisdizione del comune di Cosenza (Calabria) che ha subito un significativo sviluppo urbanistico all'inizio degli anni Novanta. L'edificio si trova nella zona climatica italiana D, come definita dalla normativa in [24]: in questa zona geografica la stagione di riscaldamento dura 166 giorni (dal 1° novembre al 15 aprile), mentre la stagione di raffreddamento dura 78 giorni (dal 12 giugno al 4 settembre).

I valori rappresentativi della temperatura esterna per le condizioni climatiche estreme della zona sono -3,2 °C in inverno e 33,4 °C in estate [25]. Questi valori sono stati utilizzati per progettare gli impianti tecnici per la climatizzazione estiva e invernale. L'edificio si sviluppa su tre livelli: seminterrato al piano terra, primo piano e sottotetto al secondo piano, con una superficie utile di circa 450 m<sup>2</sup> e un volume totale di 1800 m<sup>3</sup>. Il tetto è inclinato in diverse direzioni: ha una

doppia pendenza attraversata perpendicolarmente da una singola pendenza, come si può vedere nella Figura 23.



**Figura 23. Ante Operam villa oggetto del caso studio**

La struttura risalente agli anni Novanta risulta obsoleta sia per quanto riguarda l'isolamento termico sia dal punto di vista degli impianti tecnologici in essere, ciò si ripercuote sulla performance energetica globale dell'edificio, come verrà illustrato in seguito. Lo scopo dell'intervento è quello di rendere nullo l'impatto energetico dell'edificio, ossia raggiungere la condizione ZEB (Zero Energy Building) grazie a determinati interventi mirati che riguardano i diversi temi affrontati finora, per ottenere tale obbiettivo è necessario raggiungere nel caso studio lo status di microrete residenziale, ossia sistema energetico localizzato che preveda la presenza di produzione, consumo ed accumulo sotto determinati confini elettrici ben definiti. [26] [27] [28]

I servizi energetici presenti in “ante operam” comprendono il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria. Il generatore è una caldaia tradizionale a metano (Tabella 1) con una potenza nominale di 31 kW ed un'efficienza del 98%; i terminali del sistema di riscaldamento sono costituiti da pannelli radianti a pavimento disaccoppiati termicamente [29] [30]. La temperatura dell'acqua di alimentazione, costante per ogni circuito, è di 48°C. Il primo aspetto rilevante è la temperatura superficiale del pavimento: la potenza termica massima del pannello è di 100 W/m<sup>2</sup> per le aree occupate e di 175 W/m<sup>2</sup> per le aree periferiche.

Sono inoltre assenti impianti di produzione di energia rinnovabile, tutta la richiesta termica viene soddisfatta dal collegamento via metano.

**Tabella 1. Caratteristiche principali del sistema di riscaldamento**

|                                               |          |
|-----------------------------------------------|----------|
| Type of Boiler                                | Standard |
| Fuel                                          | Methane  |
| Nominal Power Thermal Capacity [kW]           | 31       |
| Intermediate Load Thermal Capacity Power [kW] | 9.30     |
| Efficiency at Nominal Load [%]                | 98       |
| Efficiency at Intermediate Load [%]           | 98       |
| Maximum Heating Temperature                   | 80       |
| Absorbed Electrical Power [W]                 | 135      |

### **5.1.1 Interventi di Riqualificazione**

La riqualificazione ricade nella tipologia delle “ristrutturazioni importanti di primo livello”, in questo caso gli interventi riguardano il rinnovo dell’involucro edilizio con un’incidenza superiore al 50 per cento della superficie disperdente lorda complessiva dell’edificio, la ristrutturazione dell’impianto termico per il servizio di climatizzazione invernale e/o estiva asservito all’intero edificio e l’installazione di pannelli fotovoltaici che garantiscono la produzione da fonte rinnovabile necessaria al raggiungimento dell’obiettivo prefissato (ZEB). Tale riqualificazione permetterebbe alla villa di raggiungere lo status di microrete full-electric, all’interno della quale sarà possibile gestire i principali flussi energetici al fine di ottimizzare la produzione ed il consumo di energia con cicli giornalieri attraverso l’implementazione di logiche di controllo specifiche.

#### **5.1.1.1 Involucro Edilizio**

L’intervento di ristrutturazione consiste in misure di isolamento termico mediante rivestimenti ottimizzati con materiale innovativo che vengono applicati alle strutture opache orizzontali (coperture, pavimenti) e alle strutture opache verticali (pareti perimetrali); per quanto riguarda gli infissi si è optato per una sostituzione completa con modelli innovativi. All'esterno delle pareti portanti sono stati installati pannelli isolanti sottovuoto (VIP) con uno spessore di 2 cm,

riducendo la trasmittanza termica dell'involucro dell'edificio del 92% a 0,0916 W/m<sup>2</sup>K. Il tetto è stato isolato con un pannello sandwich di schiuma polyiso espansa, rivestito superiormente con tessuto di vetro impregnato di bitume e inferiormente con fibra minerale, posto sopra il pannello di poliuretano esistente. La trasmittanza termica del tetto a falde si riduce così a 0,22 W/m<sup>2</sup>K nel caso di solai in legno e a 0,16 W/m<sup>2</sup>K nel caso di solai in cemento armato. Un intervento simile è stato applicato ai controsoffitti, dove il pannello in schiuma polyiso espansa è stato posato sul massetto, ottenendo una trasmittanza di 0,21 W/m<sup>2</sup>K.

Le finestre con telaio metallico a vetro singolo senza taglio termico ( $U_w = 5,70$  W/m<sup>2</sup>K) sono state sostituite da finestre con telaio in PVC con profili cavi a cinque camere e doppi vetri (4-8-4) riempiti con gas argon nell'intercapedine e con un rivestimento basso-emissivo sullo strato interno. I nuovi vetri hanno un coefficiente di guadagno di calore solare ( $g$ ) di 0,31 e un valore  $U$  di 1,3 W/m<sup>2</sup>K (Figura 24).

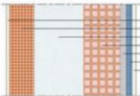
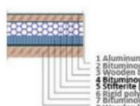
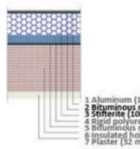
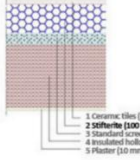
| Componenti            | Stratigrafia                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | U ante operam           | U post operam           |
|-----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Muro perimetrale      |  <ul style="list-style-type: none"> <li>1 Plaster (10 mm)</li> <li>2 Hollow brick (100 mm)</li> <li>3 Air gap (100 mm)</li> <li>4 Hollow brick (100 mm)</li> <li>5 Cement mortar (20 mm)</li> <li>6 Solcrete C2 (20 mm)</li> <li>7 Plaster (10 mm)</li> </ul>                                                                                                                                                  | 1.11 W/m <sup>2</sup> K | 0.09 W/m <sup>2</sup> K |
| Pareti divisorie      |  <ul style="list-style-type: none"> <li>1 Plaster (10 mm)</li> <li>2 Hollow brick (100 mm)</li> <li>3 Plaster (10 mm)</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                               | 2.42 W/m <sup>2</sup> K | 2.42 W/m <sup>2</sup> K |
| Tetto a singola falda |  <ul style="list-style-type: none"> <li>1 Aluminium (1 mm)</li> <li>2 Bituminous membrane (4 mm)</li> <li>3 Polyisocyanurate foam panels (40 mm)</li> <li>4 Bituminous membrane (4 mm)</li> <li>5 Solcrete (40 mm)</li> <li>6 Rigid polyurethane foam panels (40 mm)</li> <li>7 Bituminous membrane (4 mm)</li> <li>8 Wooden boarding (50 mm)</li> </ul>                                                       | 0.45 W/m <sup>2</sup> K | 0.22 W/m <sup>2</sup> K |
| Tetto a doppia falda  |  <ul style="list-style-type: none"> <li>1 Aluminium (1 mm)</li> <li>2 Bituminous membrane (4 mm)</li> <li>3 Polyisocyanurate foam panels (40 mm)</li> <li>4 Bituminous membrane (4 mm)</li> <li>5 Solcrete (100 mm)</li> <li>6 Rigid polyurethane foam panels (40 mm)</li> <li>7 Bituminous membrane (4 mm)</li> <li>8 Insulated hollow brick and concrete slab (220 mm)</li> <li>9 Plaster (10 mm)</li> </ul> | 0.44 W/m <sup>2</sup> K | 0.16 W/m <sup>2</sup> K |
| Pavimento             |  <ul style="list-style-type: none"> <li>1 Ceramic tiles (15 mm)</li> <li>2 Solcrete (100 mm)</li> <li>3 Standard screed (40 mm)</li> <li>4 Insulated hollow brick and concrete slab (220 mm)</li> <li>5 Plaster (10 mm)</li> </ul>                                                                                                                                                                             | 1.25 W/m <sup>2</sup> K | 0.21 W/m <sup>2</sup> K |

Figura 24. Stratigrafia delle pareti, dei pavimenti, dei tetti dell'edificio e valori di trasmittanza termica prima e dopo l'adeguamento.

La totale riuscita di tale intervento ha inciso sulla performance energetica dell'edificio sia in termini di richiesta termica durante il periodo invernale, sia per quanto riguarda l'isolamento interno che, essendo migliorato, permette all'edificio di limitare gli scambi termici con l'esterno una volta raggiunta la temperatura interna ideale sia nei mesi invernali che estivi.

#### **5.1.1.2 Impianto Termico**

In un'ottica di risparmio energetico e sostenibilità ambientale, ma soprattutto con l'obiettivo di trasformare la villa in un'unità completamente elettrica, i generatori a combustibile fossile sono stati sostituiti con pompe di calore ad alta efficienza. Il riscaldamento, l'acqua calda sanitaria (ACS) e il raffrescamento sono gestiti da un sistema di produzione composto da tre pompe di calore che operano in parallelo: due dedicate alla climatizzazione estiva e invernale, che possono essere accoppiate se necessario per soddisfare la capacità termica richiesta, e una dedicata alla produzione di ACS.

Considerando una domanda massima di riscaldamento stimata di 13,70 kW e una domanda di raffreddamento di 16,89 kW, si dovrebbero installare pompe di calore aria-acqua con una capacità termica nominale di 15,5 kW, un COP di 4,30, uno SCOP di 5,68 e un EER pari a 2,65. Entrambe le pompe di calore sono collegate sul lato di carico a un serbatoio tampone da 3000 litri. Una pompa di calore simile è utilizzata per la produzione di acqua calda sanitaria ed è collegata a un serbatoio di accumulo di energia termica (TES) da 1500 litri.

Per il riscaldamento invernale è stato progettato un sistema a pannelli radianti con una distanza tra i tubi di 0,2 m, una temperatura di mandata di 35°C e una resa termica di 42,7 W/m<sup>2</sup>. Per il raffrescamento, sono stati scelti ventilconvettori compatibili con fonti di calore a bassa temperatura come le pompe di calore, con temperature di ingresso e di uscita dell'acqua rispettivamente di 7°C e 17°C, installati nelle zone con carichi termici più elevati: soggiorno, camere da letto, sala hobby e scale (Figura 25).

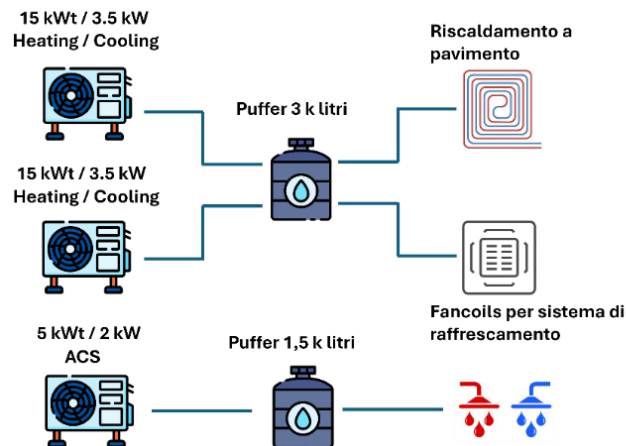


Figura 25. Schema del sistema termico full-electric installato nella villa

I termostati intelligenti ottimizzano la gestione dei sistemi di riscaldamento e raffreddamento. L'utente imposta il setpoint di zona desiderato e gli algoritmi interni del sistema garantiscono autonomamente la massima efficienza. Tutte le tecnologie possono essere integrate implementando una microrete.

### 5.1.1.3 Impianto Elettrico

La riqualificazione prevede una progettazione ex-novo dei quadri elettrici e una completa rielaborazione dei carichi (Figura 26). Il quadro principale situato nel seminterrato gestisce tutte le partenze per alimentare i quadri di ogni piano e i principali carichi elettrici della microgrid.

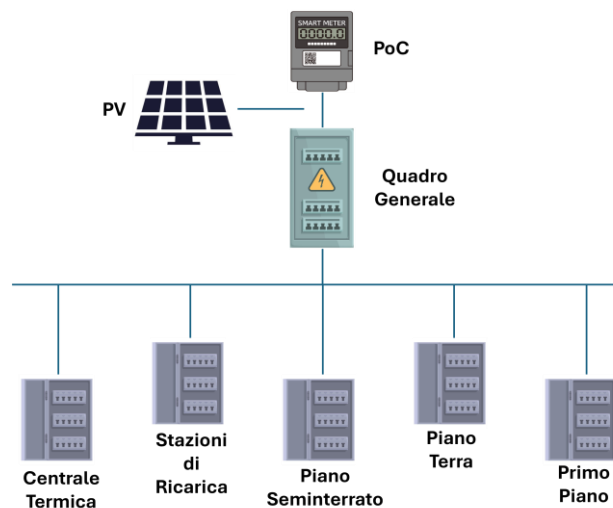


Figura 26. Schema dell'impianto elettrico della villa

Numerose prese distribuite ai piani forniscono l'alimentazione ai servizi principali e alle lavanderie, l'illuminazione garantisce sicurezza ed efficienza grazie all'utilizzo di tecnologia LED e di ups dedicati al fine di garantire la presenza di corrente in ogni condizione. La generazione fotovoltaica da 19 kW installata sul tetto contribuisce a ridurre la potenza prelevata dalla rete; la presenza di batterie opportunamente dimensionate, unita a un'ottimizzazione del BMS (Battery Management System), garantisce un autoconsumo del 90% nei mesi di maggiore produzione, aumentando l'efficienza della microgrid.

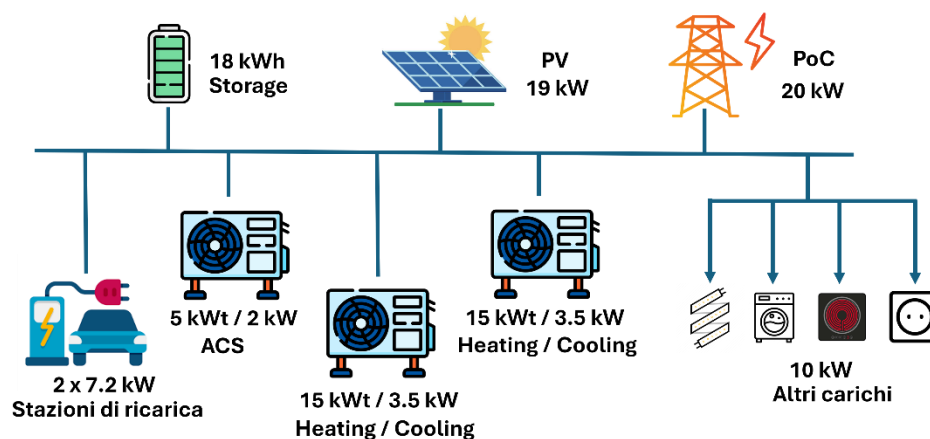


Figura 27. Schema della microrete implementata nella villa

Come mostrato in Figura 27, la villa è stata trasformata in un'unità full-electric, la microgrid è composta da una fornitura da 20 kW dimensionata in base alla natura e all'effettivo funzionamento dei principali carichi illustrati; la parte termica è gestita da pompe di calore ad alta efficienza, la presenza di due colonnine da 7,2 kW gestite in modo intelligente garantisce l'ottimizzazione dell'autoconsumo, la piastra a induzione e gli altri carichi di servizio sono energeticamente autosufficienti grazie alla gestione del fotovoltaico e dell'accumulo. Infine, il sistema di supervisione grazie all'implementazione di logiche di ottimizzazione dei flussi energetici riesce ad aumentare significativamente l'efficienza dell'intera microrete.

#### 5.1.1.4 Sistema Domotico di Gestione e Controllo

L'obiettivo è quello di creare un BACS (Building Automation System) integrato che permetta una gestione intelligente dei diversi sistemi tecnologici esistenti, consentendo il dialogo non solo interno del singolo strato ma anche tra i diversi strati che gestiscono i vari domini del sistema al

fine di consentire la migliore strategia possibile a livello di ottimizzazione dei flussi energetici aumentando il comfort e di conseguenza il risparmio economico.

La struttura del sistema domotico (Figura 28) è di tipo piramidale con diversi livelli stratificati che comunicano tra loro, il sistema principale utilizzato è il konnex (KNX); il protocollo logico distribuito più utilizzato per la gestione dei principali automatismi all'interno dell'impianto elettrico in quanto garantisce robustezza e affidabilità all'intero sistema di automazione, inoltre è in grado di comunicare in modo semplificato attraverso dispositivi chiamati “gateway” con altri sottosistemi utilizzando importanti protocolli come DALI, BACnet ed Ethernet.

Il sistema KNX si basa su un protocollo aperto e standardizzato, che permette di non legarsi a un unico brand ma di avere elevate possibilità di scelta a livello di componenti che influiscono sulle diverse funzionalità implementabili. Il sistema offre flessibilità e scalabilità attraverso la programmazione dei componenti e la comunicazione via bus cablata caratterizzata dagli eventi. Il sistema fornisce dispositivi di ingresso (interruttori, sensori) che inviano segnali di controllo, tramite livelli logici, a dispositivi di uscita (attuatori) che controllano i diversi canali fisici a cui i carichi sono fisicamente collegati. In questo caso con KNX si è deciso di gestire l'illuminazione con funzionalità on/off, servizi di gestione per tapparelle, zanzariere e tende; tutti i sistemi di monitoraggio dell'energia e il controllo dei carichi.

Uno dei sottosistemi collegati al KNX tramite gateway è il DALI; questo protocollo è utilizzato esclusivamente per gestire la parte illuminotecnica. In questo caso, le funzionalità implementate riguardano la possibilità di dimmerare il flusso luminoso in base alle esigenze di comfort visivo degli utenti, garantendo con logiche a soglia fissa un consistente risparmio energetico; la segnalazione delle ore effettive di funzionamento della singola sorgente luminosa e l'inserimento di avvisi di guasto del sistema in un'ottica di gestione e ottimizzazione della funzione di manutenzione. Il sistema consente inoltre di gestire l'illuminazione di emergenza garantendo un elevato standard di sicurezza in qualsiasi condizione anomala.

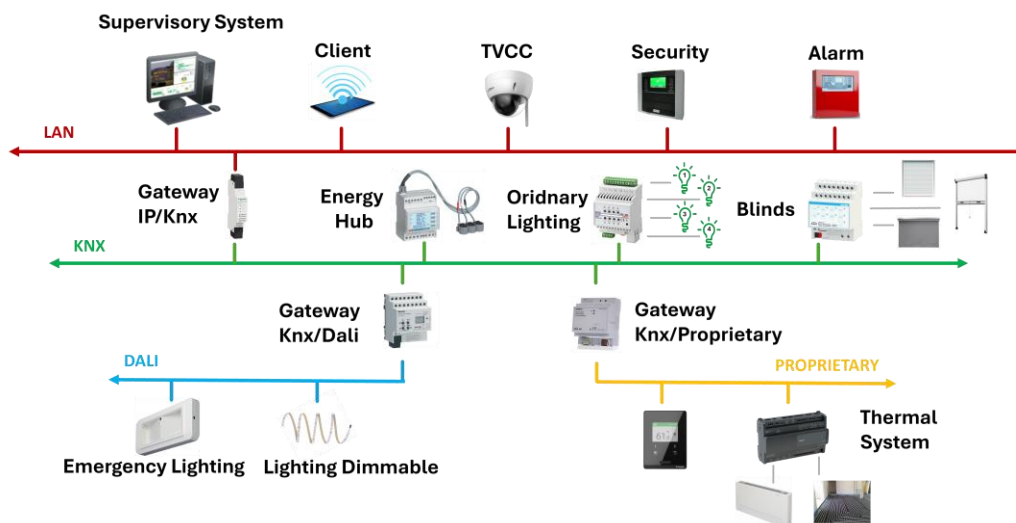


Figura 28. Schema dell'impianto di building automation della villa

Un altro sottosistema presente, interfacciabile attraverso il gateway con il KNX, è quello dedicato alla parte clima. La parte termica è gestita con un protocollo proprietario che si adatta in modo ottimale alla logica di controllo delle pompe di calore; questo tipo di sistema è completamente autogestito, l'ottimizzazione interna del sistema richiede all'utente di interfacciarsi il meno possibile a livello di controllo. Le uniche funzioni disponibili per l'utente sono il set-point di temperatura delle diverse zone, i segnali di accensione e spegnimento da utilizzare in caso di mancata presenza, la velocità delle ventole dei fancoil e la modalità estate inverno.

Lo strato più alto della piramide è quello dedicato al sistema Ethernet; oltre a essere il sistema che integra i dispositivi relativi ai sistemi TVCC, di allarme e antincendio, è quello che garantisce la connessione del sistema di automazione dell'edificio al mondo web e permette ai vari clienti di accedervi dall'esterno in modo sicuro ed efficace. Tutti gli strati sottostanti sono in grado di comunicare tra loro grazie al sistema Ethernet a cui è collegato il sistema di supervisione dell'intero BACS; il dispositivo utilizzato è un web server del marchio thinknx in grado di ricevere informazioni sotto forma di diversi protocolli, inviarle ai vari sistemi distinti e permettere la creazione di pagine grafiche completamente personalizzabili (Figura 28) con relativi cruscotti di monitoraggio e controllo delle principali grandezze fisiche gestite dal sistema. [31]

#### 5.1.1.5 Sistema di Monitoraggio energetico dell'edificio

Il sistema di monitoraggio è essenziale per valutare le prestazioni dell'impianto durante il suo intero ciclo di vita. Il monitoraggio continuo consente di acquisire dati in tempo reale, identificare eventuali deviazioni dai parametri nominali e attuare azioni correttive per ottimizzare l'efficienza energetica e ridurre i costi operativi.

Le norme ISO 50001, 50004, 50006 e 50015 sono un punto di riferimento fondamentale per la gestione dell'energia. Esse stabiliscono un quadro completo per la progettazione, l'implementazione e il miglioramento continuo di un sistema informativo di gestione dell'energia (EMIS). Un EMIS efficace, basato su un sistema di misurazione e monitoraggio distribuito (DMS), consente di acquisire dati accurati e tempestivi sul consumo energetico e sui fattori ambientali influenti, supportando così decisioni informate per ottimizzare l'efficienza energetica.

Nel nostro caso nella villa, che rappresenta una microgrid, è stato installato un sistema di monitoraggio composto da contatori toroidali KNX comunicanti sempre connessi, attraverso i quali vengono effettuate misurazioni in tempo reale e storicizzate per consentire analisi tempestive e una logica di controllo del carico per evitare interruzioni di corrente inaspettate.

Temporaneamente il sistema installato prevede il monitoraggio solo a livello generale (Figura 29); questa scelta è stata fatta per avere un risparmio di budget. I toroidi sono stati installati sull'arrivo dal fotovoltaico, sull'ingresso della batteria e a valle dell'interruttore di arrivo del quadro generale.

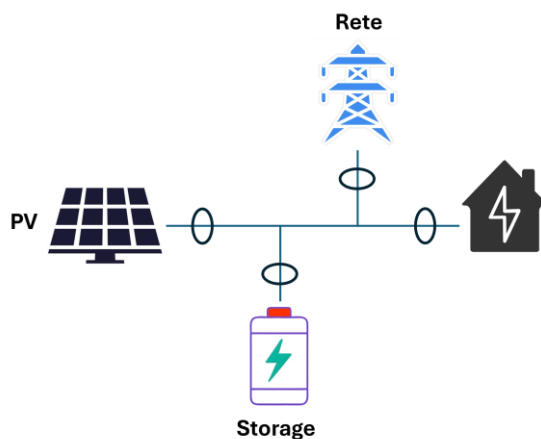


Figura 29. Sistema di monitoraggio energetico della villa

Momentaneamente il sistema installato prevede il monitoraggio solo a livello generale, questa scelta è stata fatta per avere un risparmio sul budget. Sono stati installati dei toroidi sull'arrivo dal fotovoltaico, sull'ingresso della batteria e sull'ingresso del quadro generale per visualizzare il consumo totale effettivo dell'utente. In questo modo è possibile effettuare un'analisi energetica totale dell'utenza, che fornisce una visione globale senza entrare in modo puntuale nell'impianto. Grazie a questa analisi è possibile verificare il corretto dimensionamento dell'impianto fotovoltaico associato al sistema di accumulo con l'obiettivo di rendere l'utente il più possibile autosufficiente durante le diverse stagioni.

### **5.1.2 Risultati dell'Analisi Energetica**

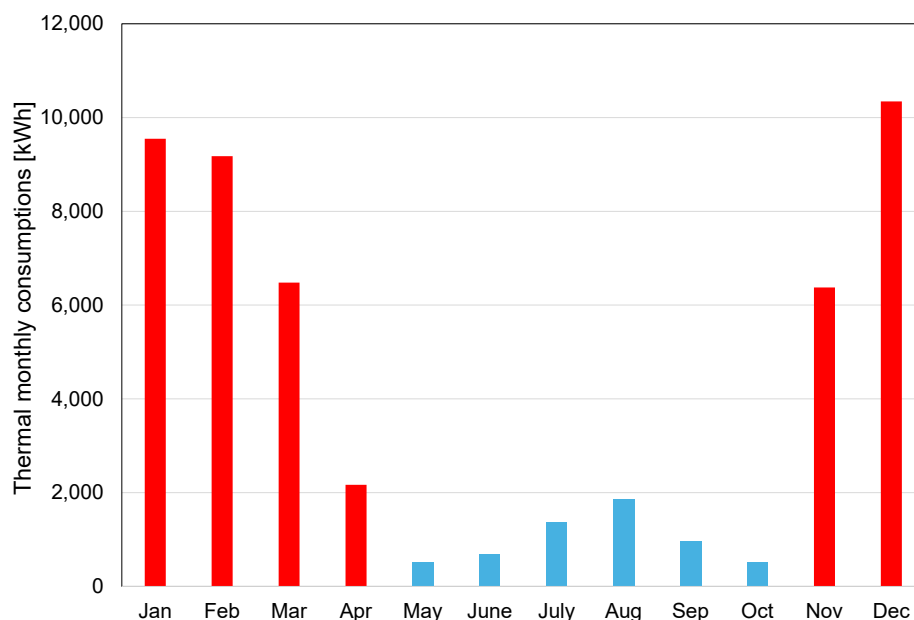
In questo capitolo verrà esplicitato tutto lo studio della performance energetica dell'edificio a seguito degli interventi effettuati, partendo dai dati preliminari ante opera si potrà confrontare quanto e quali interventi hanno portato ad una miglìoria, più o meno importante, dal punto di vista energetico, senza dimenticare che ogni intervento è il risultato di un iter progettuale e installativo con un costo ben preciso che verrà introdotto in un secondo momento durante l'analisi costi-benefici.

#### **5.1.2.1 Performance Termica**

In questa sezione si analizza il comportamento dell'edificio prima e dopo gli interventi di ristrutturazione. La prestazione energetica dell'edificio è stata modellata utilizzando il programma Termus, che consente simulazioni quasi stazionarie. È in grado di valutare i carichi termici in base alle caratteristiche geometriche e termofisiche, ai profili di utilizzo, alla domanda di energia e agli indicatori di prestazione energetica. In particolare, è possibile calcolare il riscaldamento, il raffreddamento e l'acqua calda sanitaria (ACS). Dopo la ristrutturazione, il comportamento energetico ed elettrico è stato quindi monitorato da gennaio 2024 fino a dicembre 2024 utilizzando contatori intelligenti gestiti da una piattaforma dedicata. Le prestazioni complessive prima e dopo gli interventi di ristrutturazione sono discusse di seguito.

## Ante-operam

L'edificio in esame era privo di qualsiasi forma di isolamento termico, con conseguente perdita di calore significativa. Ciò è particolarmente evidente durante i mesi invernali, quando il fabbisogno energetico per l'impianto di riscaldamento è stato di circa 48 MWh (totale da novembre ad aprile), mentre nei mesi estivi il fabbisogno energetico totale è stato di 6 MWh (Figura 30).



**Figura 30. Consumo mensile di riscaldamento (in rosso) e raffreddamento (in azzurro) dell'edificio (stato ante-operam)**

Considerando un fabbisogno totale annuo di acqua calda di 91 m<sup>3</sup> (fabbisogno basato sul consumo = 7,60 m<sup>3</sup>/mese, 0,25 m<sup>3</sup>/giorno, con un periodo di funzionamento di 365 giorni), il fabbisogno di energia termica per l'acqua calda è stato di 2616 kWh. Come spiegato in precedenza, per il periodo invernale era presente una caldaia termica a metano. Considerando questo sistema di riscaldamento, il fabbisogno energetico mensile ante-operam per il riscaldamento è mostrato nella Figura 24. Gli indicatori energetici finali ottenuti dal programma Termus sono riportati nella Tabella 2.

Tabella 2. Indicatori energetici dell'edificio (ante operam)

| Indicatori                          | Edificio Analizzato | Edificio di Riferimento |
|-------------------------------------|---------------------|-------------------------|
| EPgl,nren [kWh/m <sup>2</sup> year] | 145.60              | 29.87                   |
| EPH,nren [kWh/m <sup>2</sup> year]  | 93.63               | 14.71                   |
| EPC,nren [kWh/m <sup>2</sup> year]  | 12.89               | 31.90                   |
| EPW,nren [kWh/m <sup>2</sup> year]  | 6.75                | 5.57                    |

Per il sistema nella sua configurazione precedente, il fabbisogno di combustibile e l'energia elettrica in ingresso al generatore erano rispettivamente di 61386 kWh e 474 kWh.

L'indicatore di prestazione energetica totale non rinnovabile dell'edificio era di circa 145 kWh/m<sup>2</sup> all'anno, corrispondente a una classe G secondo la normativa italiana [32], che stabilisce un valore di riferimento della prestazione energetica (EPgl,nren) pari a 29,87 kWh/m<sup>2</sup> all'anno per l'edificio di riferimento. Dalla tabella di verifica dettagliata dei parametri (Tabella 2), si può notare che l'edificio di riferimento ha superato i limiti per il riscaldamento, mentre l'EPC,nren dell'edificio è risultato entro la soglia: ciò è dovuto alle condizioni climatiche calde osservate in primavera-estate per quest'area geografica.

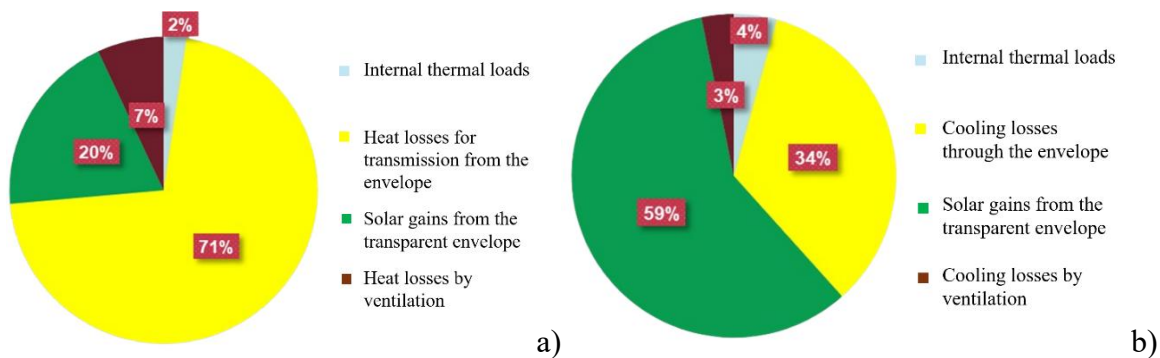


Figura 31. Analisi dei carichi di riscaldamento (a) e raffrescamento (b) dell'edificio in stato ante-operatorio

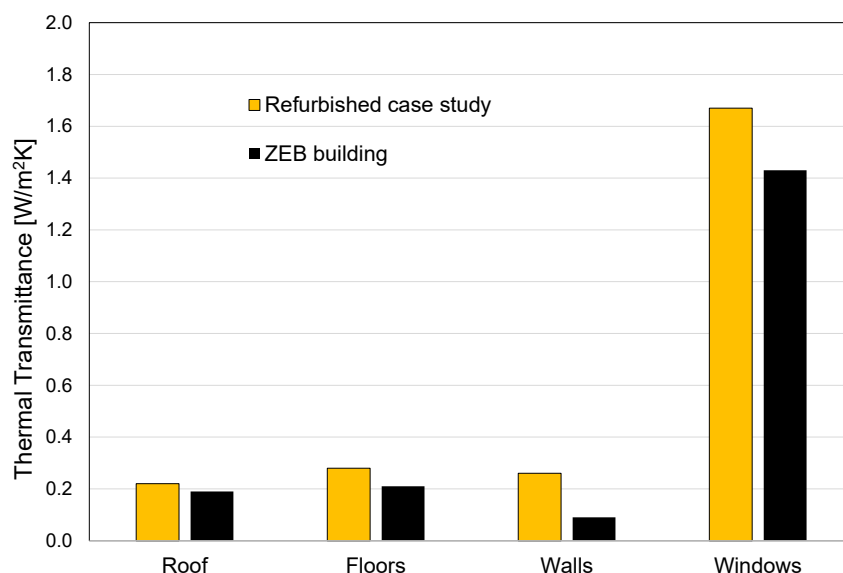
Infine, l'analisi dei carichi di riscaldamento e raffrescamento allo stato preliminare è riportata anche nella Figura 31: in particolare, le perdite di calore, il carico di radiazione solare entrante

nell'involucro trasparente e gli apporti termici interni, presentati sia per l'inverno (per il riscaldamento, Figura 31) che per l'estate (per il raffrescamento, Figura 31). È interessante notare che le perdite di riscaldamento in inverno e le perdite di raffrescamento in estate sono significative, in gran parte a causa della dispersione degli involucri (oltre il 70%) e degli elevati guadagni solari attraverso le finestre (circa il 60%) osservati in estate. Questi risultati evidenziano i potenziali punti deboli delle strutture.

### **Post-operam**

Le prestazioni complessive dell'edificio nel post opera sono valutate utilizzando delle simulazioni su Termus. L'edificio residenziale è stato convertito in funzionamento completamente elettrico a seguito dell'installazione di pompe di calore, in questo modo la richiesta di energia termica viene soddisfatta tramite il solo vettore elettrico, inoltre l'installazione di un nuovo sistema di ventilazione meccanica controllata ha comportato un aumento della richiesta di energia da parte della villa.

Un edificio è classificato come nZEB quando soddisfa i requisiti stabiliti nel decreto del 2015 del Ministero dell'Interno italiano [33], tenendo conto delle misure di efficienza applicate all'involucro edilizio. Le nuove trasmittanze termiche degli involucri opachi e trasparenti sono notevolmente ridotte nel caso post-opera, come mostrato in Figura 32: questi valori sono conformi ai limiti stabiliti dalla norma italiana per i nuovi edifici, ma sono leggermente superiori ai limiti assunti per un edificio ZEB. Si può notare che per il tetto e i pavimenti, i valori di un edificio ZEB sono solo del 13-14% inferiori; per le finestre si osserva una differenza di circa il 25%.



**Figura 32. Confronto in termini di trasmittanza termica degli involucri edilizi (caratteristiche edilizie ristrutturate vs. valori di riferimento ZEB)**

La differenza massima si riscontra per le pareti: in questo caso il valore limite di un edificio ZEB è inferiore del 65% rispetto al valore di trasmittanza ottenuto in condizioni post-adeguamento (la nuova trasmittanza termica è 0,26 W/m²K ma il limite ZEB è 0,09 W/m²K).

L'indicatore energetico complessivo dell'edificio è di soli 2,46 kWh/m² all'anno e la classe energetica corrispondente è A4; la prestazione energetica dell'impianto è buona sia per il riscaldamento che per il raffrescamento. La Tabella 3 mostra i nuovi valori degli indicatori di prestazione energetica ottenuti dal programma Termus: i limiti stabiliti per un edificio nZEB sono rispettati per tutti gli indicatori. L'indice di prestazione termica utile per il riscaldamento (EPH,nren) è di 28,45 kWh/m² all'anno. Per il raffrescamento, il fabbisogno energetico annuo dell'edificio (EPC,nren) è pari a 1,77 kWh/m². Il fabbisogno energetico annuo per l'acqua calda sanitaria, che non è incluso nella normativa come parametro di confronto con l'edificio di riferimento, è di circa 7 kWh/m² all'anno.

**Tabella 3. Indicatori energetici dell'edificio (stato post operam)**

| Indicators                                                     | Refurbished<br>building | nZEB<br>building | Limits<br>control |
|----------------------------------------------------------------|-------------------------|------------------|-------------------|
| EP <sub>gl,nren</sub> [kWh/m <sup>2</sup> year]                | 45.19                   | 115.91           | ✓                 |
| EP <sub>H,nren</sub> [kWh/m <sup>2</sup> year]                 | 28.45                   | 28.95            | ✓                 |
| EP <sub>C,nren</sub> [kWh/m <sup>2</sup> year]                 | 1.77                    | 8.46             | ✓                 |
|                                                                |                         |                  |                   |
| η <sub>H</sub>                                                 | 0.82                    | 0.54             | ✓                 |
| η <sub>C</sub>                                                 | 1.75                    | 0.33             | ✓                 |
| % Renewables for Heating, Cooling and Domestic Hot Water (DHW) | 94.7                    | 50               | ✓                 |

### 5.1.2.2 Performance Elettrica e PV

Nell'ambito della ristrutturazione, è stato progettato un impianto fotovoltaico (PV) da 19,6 kWp. Il tetto esposto a est è stato scelto come sito di installazione per 48 pannelli fotovoltaici monocristallini, ciascuno con una potenza di picco di 410 Wp (Figura 33). Tenendo conto dell'esposizione dei pannelli e dei livelli di radiazione solare tipici di quest'area geografica, la produttività totale annua è stimata in circa 21700 kWh. Sono inoltre installate batterie al litio ferro fosfato con una capacità totale di 18 kWh. La configurazione dell'impianto fotovoltaico e le condizioni di ombreggiamento del sito sono state simulate utilizzando il software Solarius PV. Sulla base del nuovo consumo di elettricità dell'edificio, il programma ha calcolato la quantità annuale di elettricità prodotta dal fotovoltaico per il riscaldamento, il raffreddamento e l'acqua calda sanitaria. Tabella 4 e nella Figura 33. La Fig. 7a) rappresenta il consumo totale di energia e la percentuale fornita dalla rete e dall'impianto fotovoltaico. Dalla Fig. 7b) è interessante notare che il 99% dei carichi di raffreddamento e circa l'82% dei carichi di acqua calda sono coperti

dall'energia dei pannelli FV, mentre solo il 38% dei carichi di riscaldamento può essere soddisfatto dai pannelli FV.



**Figura 33. a) Modello 3D dell'impianto fotovoltaico (vista sud); b) Immagine fotografica dell'impianto fotovoltaico sul tetto dell'edificio ristrutturato.**

La produzione totale di elettricità (circa 22 MWh) viene utilizzata anche per gli elettrodomestici e la ventilazione, oppure può essere immessa in rete. Grazie all'utilizzo di questo impianto fotovoltaico, è possibile ridurre le emissioni di gas serra: 11070 kg di CO<sub>2</sub>eq possono essere evitati ogni anno e 204 tonnellate saranno risparmiate in 20 anni. Per un'analisi più accurata delle prestazioni elettriche dell'edificio ristrutturato, è essenziale studiare le tendenze di produttività e consumo. In questo modo sarà possibile ottimizzare la gestione dei carichi e massimizzare l'energia fornita dall'impianto fotovoltaico (PV). Questo studio si basa su dati reali misurati, che saranno illustrati in seguito.

**Tabella 4. Energia elettrica fotovoltaica utilizzata per coprire i carichi dell'edificio post operam**

| Electric consumption supplied by PV plant | kWh per year |
|-------------------------------------------|--------------|
| Heating                                   | 5947 (38%)   |

|                          |            |
|--------------------------|------------|
| Cooling                  | 4517 (99%) |
| Domestic Hot Water (DHW) | 2138 (82%) |

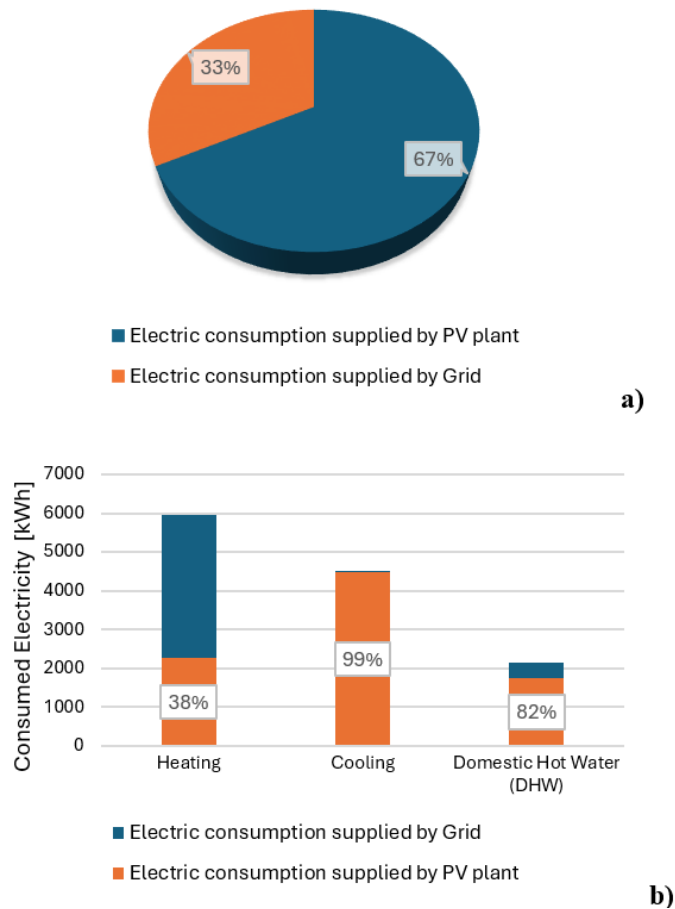


Figura 34. Consumo elettrico totale fornito dalla rete e dall'impianto fotovoltaico: a) totale; b) per ciascun impianto

### 5.1.3 Analisi Critica dei Risultati

Per valutare le prestazioni energetiche dell'nZEB in condizioni reali, sono stati utilizzati i dati annuali monitorati nel 2024. I dati sono stati raccolti ogni quindici minuti da gennaio a dicembre utilizzando l'applicazione SolarEdge. In particolare, sono stati analizzati l'energia acquistata dalla rete e venduta al mercato (Ebought e Esold rispettivamente), i carichi dell'edificio (Eload), l'autoconsumo (Eself), l'elettricità prodotta dai pannelli fotovoltaici (P) e l'elettricità immagazzinata nelle batterie (Estored). I dati annuali sono stati confrontati con i valori ottenuti

nell'analisi di simulazione preliminare [34]; i dati medi giornalieri di ogni mese sono stati esaminati per analizzare le prestazioni mensili dell'edificio completamente elettrico. Le Figura 35 a) e b) mostrano l'andamento giornaliero osservato in un tipico giorno medio di gennaio e giugno: è interessante esaminare le differenze tra i comportamenti invernali ed estivi. Nel primo caso, tutta l'energia viene acquistata dalla rete tra le 17.00 e le 7.00; nelle ore centrali della giornata, la produttività è in grado di coprire una parte dei carichi, principalmente tra le 9.00 e le 14.00. Alla fine della giornata, l'autoconsumo è di 13 kWh, che rappresenta il 13% del consumo totale di elettricità del giorno (circa 100 kWh). A giugno, il comportamento è completamente diverso: la produttività insieme all'energia immagazzinata è in grado di coprire tutti i consumi dalle 8 a mezzanotte con un valore di  $E_{bought}$  sempre uguale a zero. C'è anche un valore costante di energia venduta alla rete ( $E_{sold}$ ) dalle 10 alle 19. La percentuale di energia consumata nella giornata è dell'87% e l'energia venduta è circa il 27% della produzione totale.

L'energia totale prodotta dall'impianto fotovoltaico nel 2024 è stata di 20,5 MWh, mentre il valore previsto era di 21,7 MWh. Il valore effettivo degli  $E_{load}$  annuali è di circa 29 MWh e l' $E_{self}$  è di 16,09 MWh all'anno (il valore previsto di autoconsumo era di circa 13 MWh/a) con una percentuale complessiva di autoconsumo pari all'85%: questi valori tengono conto del contributo per raffreddamento, riscaldamento, illuminazione e apparecchi elettrici. I valori mensili sono mostrati nella Figura 36: il consumo di energia elettrica è superiore a 2500 kWh da dicembre a marzo; la massima richiesta mensile di energia è in gennaio e agosto con più di 3000 kWh. Si può notare che l'autoconsumo è maggiore in primavera-estate grazie al contributo degli impianti fotovoltaici (80-90% da aprile ad agosto), mentre il valore minimo si osserva a gennaio con solo il 13%.

La Figura 37 mostra gli indici medi mensili, denominati  $I_{sold}$  e  $I_{bought}$ :

$$I_{sold} = \frac{E_{sold}}{P} \quad (19)$$

$$I_{bought} = \frac{E_{bought}}{E_{loads}} \quad (20)$$

dove il primo è il rapporto tra  $E_{sold}$  e  $P$ , cioè la percentuale di energia venduta alla rete rispetto alla produttività e il secondo è la percentuale di energia acquistata dalla rete rispetto ai carichi elettrici. È interessante notare che la percentuale di energia venduta rispetto alla quantità totale di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico raggiunge solo un valore massimo di circa il 30% (ottenuto tra aprile e agosto). La percentuale di energia acquistata rispetto al consumo totale di elettricità è elevata in inverno, con valori massimi dell'85-87% in dicembre-gennaio. Questa percentuale è molto bassa in aprile-giugno (10-13%).

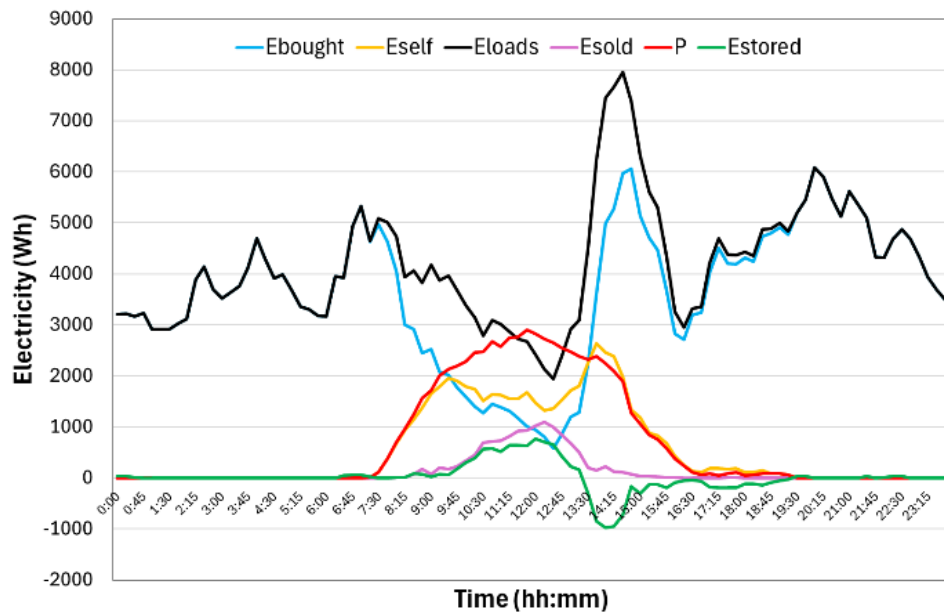
Sulla base di questi risultati, è stata condotta un'analisi ambientale preliminare per valutare le emissioni di anidride carbonica evitate grazie alla ristrutturazione dell'edificio e all'implementazione del fotovoltaico. L'impatto ambientale degli nZEB viene valutato considerando le emissioni di CO<sub>2</sub> calcolate per un anno secondo la seguente equazione:

$$CO_2 = [E_{ill+appl} + (\frac{E_{th}}{COP} + \frac{E_{cool}}{EER} + \frac{E_{DHW}}{COP_W} + E_{bought}) - E_{self}] F_{CO2el} + \frac{E_{th} + E_{DHW}}{\eta_{boiler}} F_{CO2gas} \quad (21)$$

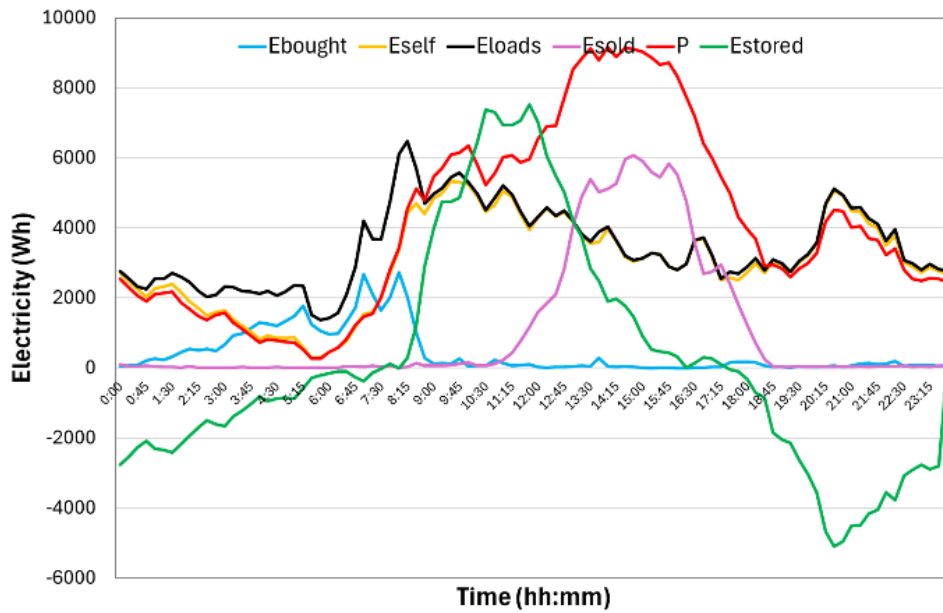
dove  $F_{CO2el}$  è il fattore di emissione di CO<sub>2</sub> per l'elettricità, pari a 0,53 kg CO<sub>2</sub>/kWh, mentre  $F_{CO2gas}$  è il fattore di emissione di CO<sub>2</sub> equivalente per il gas naturale, supposto pari a 0,2 kg CO<sub>2</sub>/kWh. Gli altri termini sono:

- $E_{ill+appl}$  consumo di elettricità del sistema di illuminazione e degli elettrodomestici;
- $E_{self}$  elettricità prodotta e autoconsumata allo stesso tempo dal PV;
- $E_{th}$  fabbisogno di energia termica per il riscaldamento;
- $E_{cool}$  fabbisogno di energia termica per il raffreddamento;
- $E_{DHW}$  fabbisogno di energia termica per l'acqua calda;
- $E_{bought}$  elettricità acquistata dalla rete quando la produzione  $P$  non è disponibile;
- $COP_{th}$  coefficiente di prestazione in modalità riscaldamento;
- $EER$  coefficiente di prestazione in modalità raffrescamento;
- $COP_W$  coefficiente di prestazione per ACS.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> prima del retrofit sono equivalenti a 16,6 tonnellate all'anno; il nuovo nZEB è responsabile di sole 6,8 tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno e le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate sono equivalenti a 9,8 tonnellate all'anno, con una riduzione di circa il 60%.



a)



b)

Figura 35. Andamento giornaliero dei dati elettrici monitorati in: a) gennaio; b) giugno

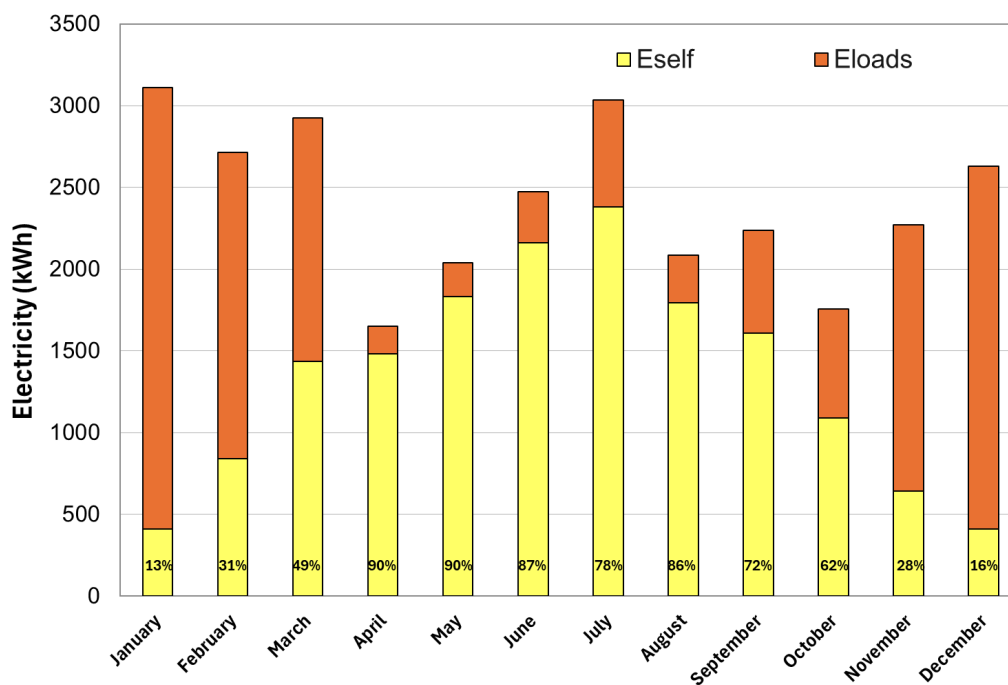


Figura 36. Valori mensili di elettricità autoconsumata rispetto al totale dei consumi.

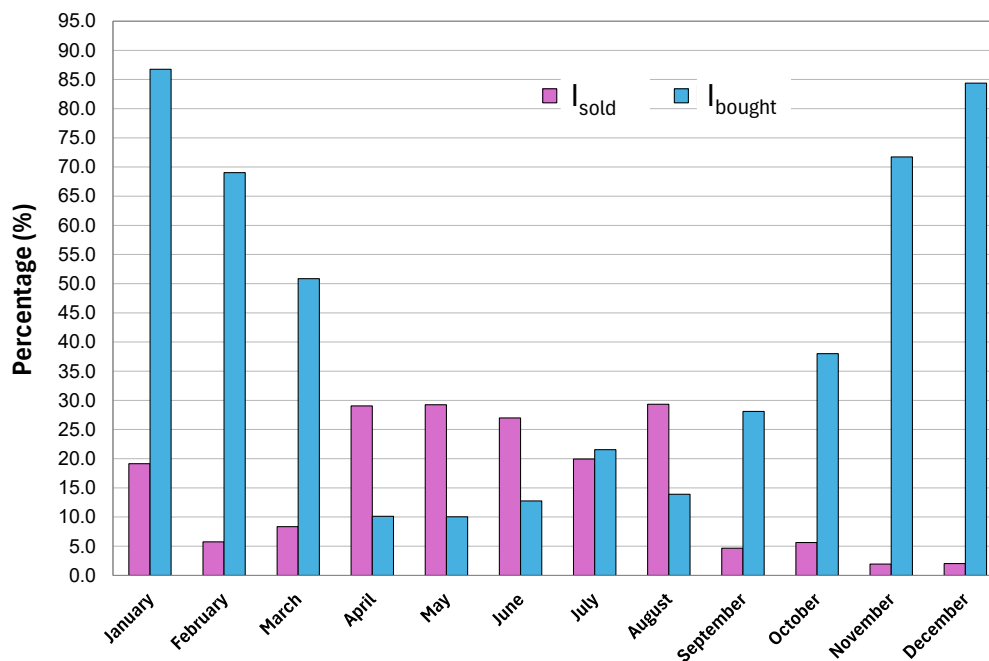


Figura 37. Medie mensili dell'energia venduta rispetto alla produzione di elettricità e del rapporto tra energia prelevata dalla rete e carichi elettrici.

#### 5.1.4 Analisi Economica

L'analisi economica di un nZEB è un aspetto critico per valutarne la fattibilità per uno sviluppo diffuso. I costi iniziali di un nZEB sono tipicamente più elevati rispetto a quelli di un edificio convenzionale, a causa della presenza di fonti energetiche rinnovabili e di sistemi di accumulo. I costi iniziali comprendono un impianto fotovoltaico da 19,2 kWp, un sistema di accumulo da 18,4 kWh e gli inverter necessari, per un investimento iniziale totale di 26300 euro.

La potenziale redditività economica deve essere valutata a partire dal costo livellato dell'energia autoconsumata (LCOSE), che rappresenta il costo per unità di energia prodotta e consumata in loco. LCOSE è particolarmente rilevante nell'analisi degli nZEB, poiché la fattibilità economica di questi sistemi dipende fortemente dalla massimizzazione dell'autoconsumo e, quindi, dell'autosufficienza.

LCOSE si calcola con la seguente equazione, considerando un ciclo di vita del sistema pari a 25 anni e costi operativi e di manutenzione pari all'1% dell'investimento iniziale ogni anno.

$$LCOSE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{SC}}{(1+r)^t}} \quad (22)$$

Dove:

- $I_0$  è il costo dell'investimento iniziale;
- $O_t$  è il costo annuale per il funzionamento e la manutenzione nell'anno  $t$  (cioè 1%);
- $r$  è il tasso di attualizzazione pari a 4.45 %;
- $E_{SC}$  è l'energia autoconsumata in un anno pari a 16087,89 kWh per il sistema considerato.

Sulla base di questi dati, il LCOSE è risultato pari a 0,1212 €/kWh.

La sostenibilità finanziaria di un nZEB è determinata anche dal Valore Attuale Netto (VAN), che esprime il valore attuale di un flusso di cassa futuro atteso generato dal risparmio energetico derivante dall'investimento iniziale. Il flusso di cassa del nZEB considerato è mostrato nella Figura 38:

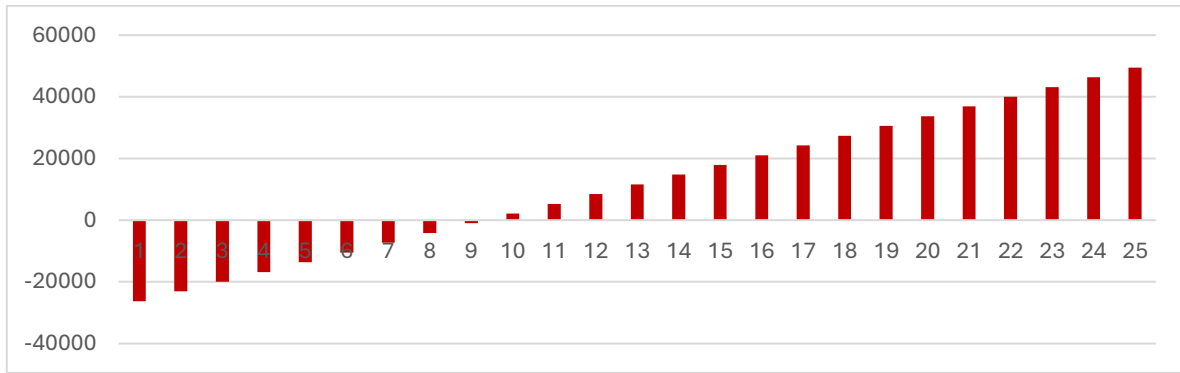


Figura 38. Flusso di cassa dell'opera

Ogni barra rappresenta la somma dei flussi di cassa degli anni precedenti, mentre sull'asse orizzontale sono indicati gli anni.

L'equazione dei flussi di cassa è:

$$NPV = \sum_{t=0}^n F_t \quad (23)$$

Dove  $F_t$  è il flusso di cassa dell'anno  $t$ , calcolato come:

$$F_t = \frac{(B_t - C_t)}{(1 + r)^t} \quad (24)$$

Con  $B_t$  i benefici totali derivanti dall'utilizzo del sistema, calcolati dall'energia totale autoconsumata moltiplicata per il costo medio per kWh, oltre ai ricavi derivanti dall'immissione in rete dell'energia in eccesso.  $C_t$  sono invece i costi del sistema per l'anno  $t$ , calcolati dalla percentuale dei costi totali che sono necessari per il funzionamento e la manutenzione (cioè l'1% dell'investimento totale).

Il VAN è quindi pari a 49485,74 euro, il cui valore positivo rappresenta la redditività dell'investimento. Pertanto, i benefici superano i costi durante il ciclo di vita del sistema, risultando in un flusso di cassa positivo dopo 9 anni.

Sulla base dell'analisi dei flussi di cassa, il periodo di pareggio attualizzato può essere calcolato come il tempo in cui l'investimento iniziale viene ammortizzato e, di conseguenza, il tempo in cui il flusso di cassa si azzerava, come per la seguente equazione:

$$t | \sum_{t=0}^n F_t = 0 \quad (25)$$

Si osserva un periodo di pareggio attualizzato pari a 9,09 anni, o in alternativa 9 anni e 33 giorni: di conseguenza, si ottiene un ottimo investimento su un ciclo di vita di 25 anni.

### **5.1.5 Inclusione in uno scenario di Distretto a Energia Positiva (DEP)**

In questa sezione viene analizzato uno scenario di distretto a energia positiva (DEP) che include il nuovo nZEB analizzato. In particolare, considerando il contesto urbano, è stato preso in considerazione un quartiere di edifici simili: 24 abitazioni mono o bifamiliari, come mostrato nella mappa di Figura 39. Tutti gli edifici hanno un involucro a basso isolamento termico e sono dotati di caldaie tradizionali a metano con una potenza nominale variabile tra 20 e 40 kW. I carichi elettrici degli apparecchi sono disponibili e noti (dati orari per un anno di monitoraggio); i carichi termici sono stati calcolati utilizzando una piattaforma di progettazione di modellazione urbana chiamata UMI, in grado di valutare l'uso energetico operativo degli edifici a livello di quartiere e di città. L'intero quartiere è stato ricreato nella piattaforma UMI per valutare l'impatto di un intervento di retrofit sul patrimonio edilizio esistente; sono stati considerati quattro diversi scenari:

- S0: lo scenario ante-operam, senza edifici a energia zero e senza rinnovabili che soddisfino la domanda di elettricità;
- S1: il caso in cui solo 6 edifici sono stati ristrutturati e sono diventati nZEB con 6 diversi impianti fotovoltaici (71 kW<sub>p</sub> complessivamente installati) la cui energia è condivisa tra i membri del quartiere;
- S2: uno scenario finale con un PED composto da nZEB completamente elettrici (tutti gli edifici ristrutturati) e impianti fotovoltaici installati per una potenza di picco totale di 300 kW<sub>p</sub>. La strategia di retrofit adottata per l'edificio in esame è stata considerata anche per gli altri edifici, ipotizzando le stesse prestazioni energetiche finali e costi dello stesso ordine di grandezza;
- S3: lo stesso scenario di S2 considerando la presenza di sistemi di accumulo elettrico che servono i diversi impianti fotovoltaici per una capacità installata totale di circa 250 kWh.

La Figura 40 mostra le mappe a colori ottenute nella piattaforma UMI: i colori degli edifici sono correlati alla domanda energetica degli edifici (il rosso corrisponde a un consumo maggiore, il verde a un consumo minore).



Figura 39. Mappa dell'ipotetico distretto energetico considerato per l'analisi: in giallo l'nZEB indagato, gli altri numeri si riferiscono agli altri cinque edifici ristrutturati in S1.

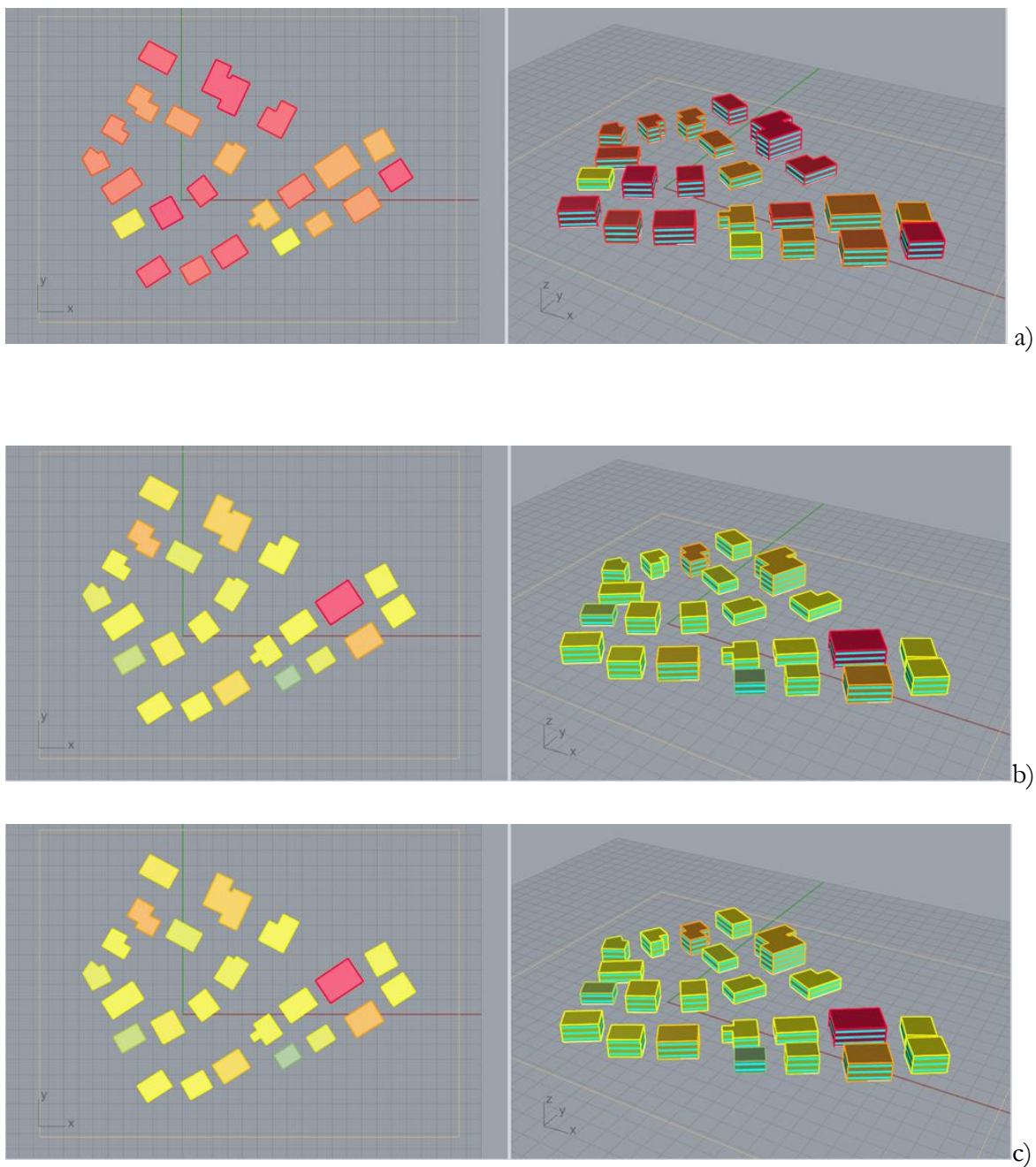
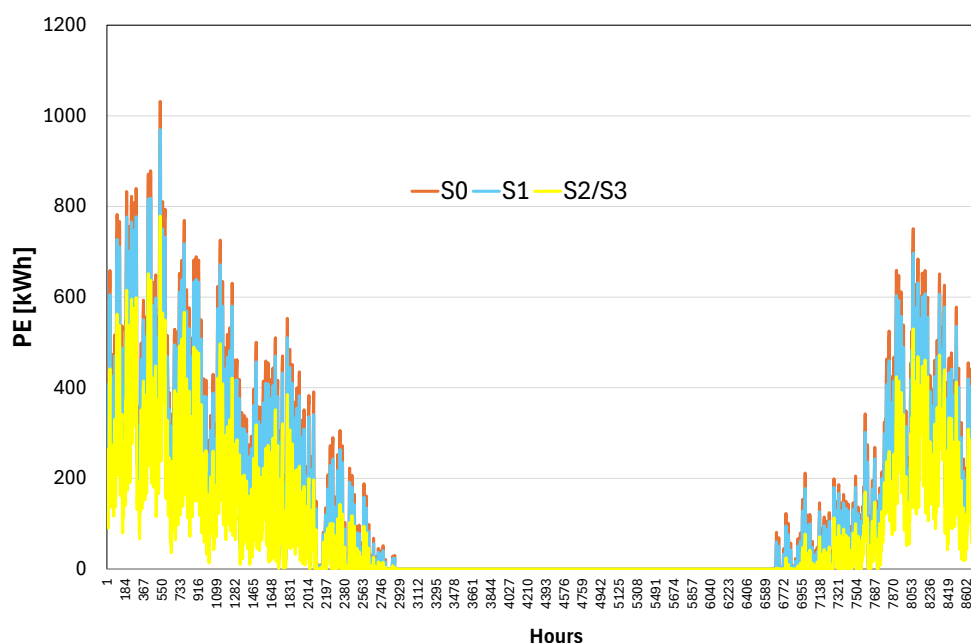


Figura 40. Vista dall'alto 2D e vista prospettica 3D del distretto energetico sviluppato nella piattaforma UMI (i colori degli edifici corrispondono alla domanda di energia - rosso alta, giallo media, verde bassa): a) Scenario S0, b) Scenario S1, c) Scenari S2/S3

#### 5.1.5.1 Analisi Energetica e Ambientale del Distretto Energetico

In questa sottosezione vengono analizzate e discusse le prestazioni energetiche/elettriche del distretto in diversi scenari ed è stata effettuata anche un'analisi dell'impatto ambientale.

La Figura 41 riproduce l'andamento dell'energia primaria per il riscaldamento negli scenari S0, S1 e S2/S3: si tratta della somma oraria dell'energia primaria richiesta da ciascun edificio. Il valore totale annuo della PE richiesta al distretto è di 1140 MWh in S0, 1022 MWh in S1 (con solo 6 edifici ristrutturati) e 659 MWh in S2/S3 (tutti gli edifici sono nZEB), con una riduzione corrispondente rispettivamente del 10% e del 42%.



**Figura 41. Andamento annuale dell'energia primaria per il riscaldamento per i diversi scenari di DEPs**

La produttività elettrica degli impianti fotovoltaici che alimentano il DEP è stata calcolata utilizzando lo strumento del sito web PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). PVGIS fornisce un accesso libero e gratuito alla radiazione solare e alla temperatura non solo come medie mensili, ma anche come profili giornalieri e orari. Sulla base dei valori di latitudine e longitudine, dell'angolo di inclinazione e dell'orientamento, della potenza di picco totale e delle perdite, PVGIS recupera i valori di irraggiamento normale dei pannelli per ogni ora del giorno per valutare la produzione di energia fotovoltaica nell'arco di un anno. I valori di irraggiamento sono disponibili dal 2005 al 2023 per le località di tutto il mondo.

La Tabella 5 mostra la produttività annuale degli impianti FV (potenza di picco totale installata pari a 71 kW) che è di circa 89 MWh considerando 6 impianti FV. Se si considera una potenza

di picco totale di 300 kW come ipotizzato negli scenari S2 e S3, la produttività annuale sarà pari a circa 400 MWh.

**Tabella 5. Caratteristiche degli impianti fotovoltaici ipotizzati e produttività annuale.**

| <b>Scenario S1</b>    |                                          |                                  |
|-----------------------|------------------------------------------|----------------------------------|
| <b>PV plant</b>       | <b>Peak power, prevalent Orientation</b> | <b>Annual productivity (kWh)</b> |
| <b>1</b>              | P = 6 kW; south                          | 8148                             |
| <b>2</b>              | P = 6 kW; south-east                     | 7304                             |
| <b>3</b>              | P = 6 kW; south-west                     | 7667                             |
| <b>4</b>              | P = 10 kW; south                         | 13308                            |
| <b>5</b>              | P = 24 kW; south/west/east               | 29650                            |
| <b>6</b>              | P = 19 kW; west                          | 23200                            |
| <b>Total</b>          | P = 71 kW                                | 89281                            |
| <b>Scenario S2/S3</b> |                                          |                                  |
| <b>Total</b>          | P = 300 kW                               | 401770                           |

Tutti gli andamenti dei dati in termini di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, carichi elettrici degli elettrodomestici e per il condizionamento del riscaldamento/raffreddamento (pompa di calore) sono stati confrontati in una “system making analysis” con l'obiettivo finale di determinare l'autosufficienza del distretto in diversi scenari e il corrispondente impatto ambientale rispetto allo scenario S0.

I risultati di queste analisi sono riassunti nella Figura 42: è interessante notare che nello scenario S1 l'Eself è di soli 35 MWh, che è meno della metà dell'Eself osservato in S2 (circa 80 MWh). Se si introducono anche sistemi di accumulo per la corretta gestione dei carichi, l'autoconsumo diventa pari a circa 145 MWh. L'elettricità venduta alla rete è molto bassa in S1 (Esold), mentre si osservano contributi più elevati in S1 e S2 a causa dell'elevata potenza degli impianti fotovoltaici installati tra i DEP (circa 300 kW). Si osserva una significativa riduzione dell'elettricità prelevata dalla rete (Ebought) grazie all'uso delle batterie (S2) (da 215 MWh a 129 MWh).

Dal grafico è possibile analizzare anche i valori degli indici  $I_{sold}$  e  $I_{bought}$ : il primo è molto basso nello scenario S1 (circa il 20%) ed è massimo nello scenario S3; il secondo ha un comportamento opposto, essendo più alto per S1 e S2 (70-67%) e più basso per S3 (circa il 40%): ciò è dovuto alla minore energia prelevata dalla rete in relazione ai carichi elettrici, e questo valore si riduce nell'ultimo scenario a causa dell'installazione dell'accumulo.

Vengono introdotti altri due indici utili per l'analisi del bilancio energetico del distretto:

$$I_{sc} = \frac{E_{self}}{P} \quad (26)$$

$$I_{ss} = \frac{E_{self}}{E_{loads}} \quad (27)$$

L'indice di autoconsumo  $I_{sc}$  e l'autosufficienza  $I_{ss}$  del distretto, rispettivamente.

Il primo è massimo nello scenario S1 (circa 40%), 19% e 26% rispettivamente per S1 e S2 (un miglioramento dovuto alla presenza dello stoccaggio). Questo comportamento è anche legato alla maggiore produttività degli impianti fotovoltaici ottenuta in S2 e S3. Il secondo è minimo in S1 (14%) e maggiore in S2 e S3 (25 e 45% rispettivamente) a causa del maggiore autoconsumo del DEP rispetto alla domanda elettrica.

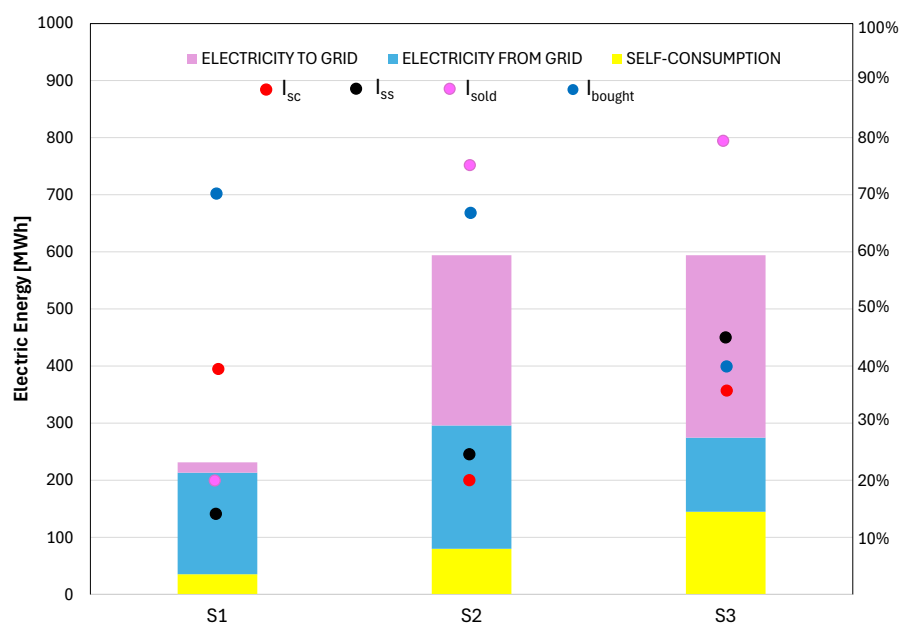


Figura 42. Analisi dell'energia elettrica dei diversi scenari di DEPs

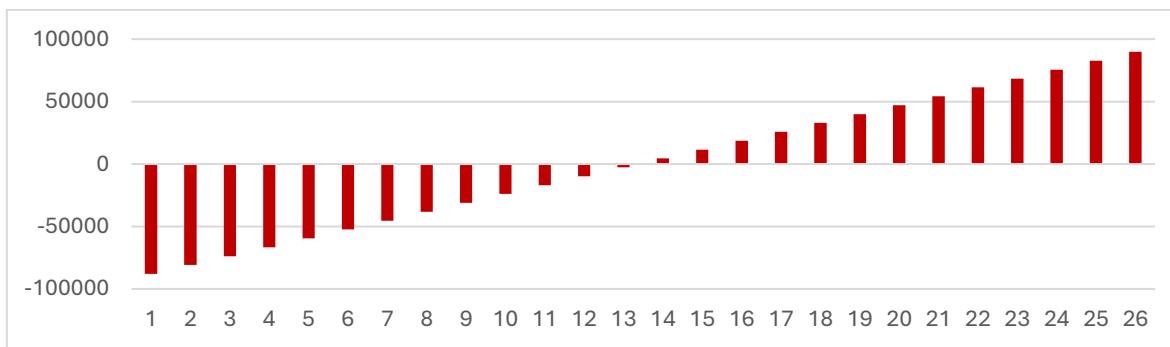
Infine, è stata effettuata anche un'analisi dell'impatto ambientale per l'intero PED: l'impatto ambientale di ogni scenario è valutato tenendo conto delle emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) calcolate per ogni ora di un anno e per ogni scenario (S0, S1, S2, S3). L'equazione utilizzata per il calcolo è stata illustrata nella sezione precedente, e in questo caso ogni termine si riferisce a tutti gli edifici inclusi nel distretto energetico. La Tabella 6 mostra le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate rispetto allo scenario S0. Come previsto, la migliore performance ambientale è associata allo scenario S3: ciò è dovuto alla completa elettrificazione del distretto energetico e, in S3, all'uso di batterie, che consente di aumentare l'autoconsumo di elettricità.

**Tabella 6. Analisi dell'impatto ambientale del distretto sulla CO<sub>2</sub>**

|                                                        | <b>S1 with respect to<br/>S0</b> | <b>S2 with respect to<br/>S0</b> | <b>S3 with respect to<br/>S0</b> |
|--------------------------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| <b>ton di CO<sub>2</sub> salvate per ogni<br/>anno</b> | 303                              | 359                              | 393                              |

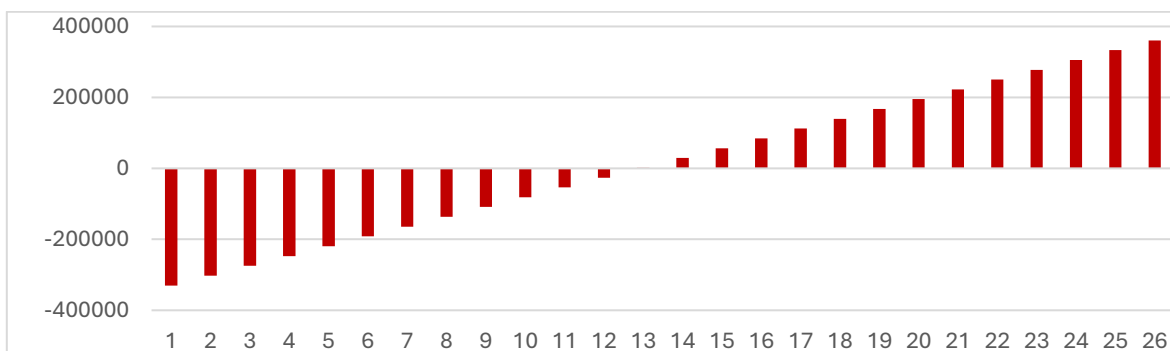
#### **5.1.5.2 Analisi Economica della DEP**

Come mostrato per l'nZEB, un'analisi economica del tutto simile è stata fatta anche per il distretto di energia positiva. Sono stati analizzati tre scenari considerando un sistema di generazione fotovoltaica distribuita installato nel distretto. Il primo scenario comprende un distretto con una generazione totale di 71 kW e costi totali pari a 88000 €. L'autoconsumo totale del distretto è stato calcolato pari a 35444,64 kWh, mentre l'energia immessa in rete è stata calcolata pari a 18048,4 kWh. Il LCOSE, calcolato con l'equazione già presentata, è risultato pari a 0,1914 €/kWh, il VAN è pari a 89783,7 € e si ottiene un periodo di pareggio attualizzato pari a 12,37 anni. Il flusso di cassa per il primo scenario è mostrato nella Figura 43.



**Figura 43. Flusso di cassa dello scenario 1 (in €)**

Il secondo scenario considera un impianto fotovoltaico distribuito da 300 kW, con l'energia autoconsumata dal distretto pari a 80058,31 kWh, l'energia totale immessa in rete pari a 298341 kWh e i costi totali del sistema pari a 330000 €. Il LCOSE risulta pari a 0,3177 €/kWh, il VAN risulta pari a 360717,8 € e viene calcolato un periodo di pareggio attualizzato di 11,94 anni. Il flusso di cassa dello scenario 2 è illustrato nella Figura 44.



**Figura 44. Flusso di cassa dello Scenario 2 (€)**

Il terzo scenario comprendeva, oltre all'impianto fotovoltaico distribuito da 300 kW, un accumulo distribuito pari a 250 kWh. L'energia autoconsumata dal PED è stata calcolata pari a 145058,31 kWh e l'energia immessa in rete è pari a 319696,27 kWh. Il LCOSE è risultato pari a 0,2232 €/kWh, il VAN pari a circa 600.000 € ed è stato calcolato un periodo di pareggio attualizzato di 10,29 anni. Il flusso di cassa dello scenario 3 è illustrato nella Figura 45.

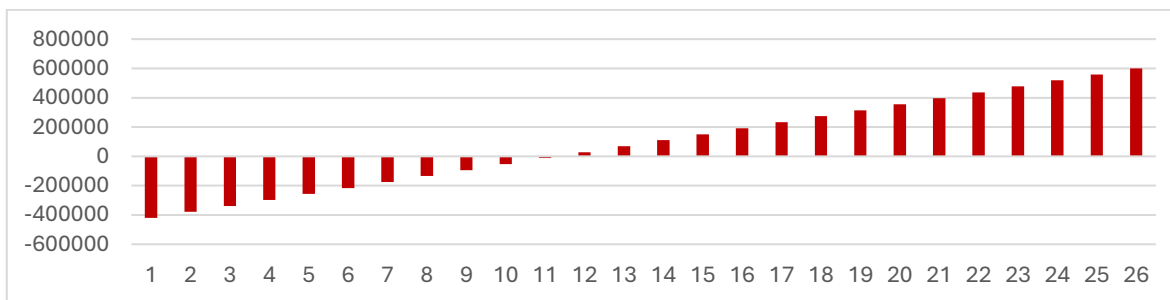


Figura 45. Flusso di cassa dello Scenario 3 (€)

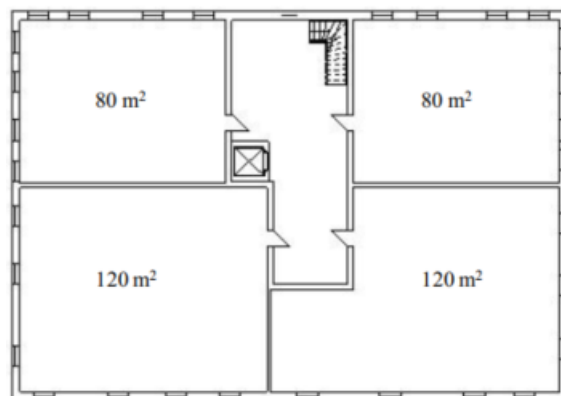
## 5.2 Edificio Multi Unità Residenziali (EMUR)

L'edificio oggetto dello studio è un complesso condominiale composto da 20 unità abitative di tipo residenziale, in questo caso studio si ipotizzano diverse opzioni per il riscaldamento condominiale e l'integrazione in copertura di un impianto fotovoltaico, si effettua un'analisi dell'unità in termini energetici e successivamente la possibilità di costituire un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (GAER-C) per un totale di quattro complessi condominiali stimando la parte economica compresa la quota di incentivi proveniente da tale configurazione. Il caso studio viene ipotizzato nella città metropolitana di Roma poiché il territorio romano è caratterizzato da diverse unità abitative avente tali caratteristiche; è stato stimato che il numero dei condomini risulta essere maggiore di 2.500 unità e che il numero medio delle unità interne risulta intorno a 20.



Figura 46. Rappresentazione in BIM del complesso condominiale preso in esame

Nel condominio sono stati ipotizzati che tutti i piani abbiano la stessa geometria, come si può notare dalla Figura 47 sono presenti due appartamenti di 120 mq e due da 80mq con un'altezza pari a 3 metri, nella zona in comune oltre alle scale condominiali è presente un ascensore al servizio degli utenti dei piani più elevati.



**Figura 47. Planimetria "tipo" di ogni piano**

Per ogni condominio in copertura è presente un impianto fotovoltaico da 20kWp che non presenta particolari problematiche di ombreggiamento, l'area del singolo tetto è stimata in circa 400 mq non totalmente sfruttabili a causa della presenza in copertura di spazi utilizzati per altre mansioni, si ipotizza la possibilità di sfruttare fino al 40% della superficie disponibile.

### **5.2.1 Dimensionamento dell'impianto Fotovoltaico**

Il sistema di produzione fotovoltaica viene dimensionato tramite il software PVGIS, si ipotizzano le condizioni standard ottimali per Roma: angolo di tilt 35° e 0° di azimuth, per facilità di calcolo i diversi impianti disposti su ogni copertura condominiale sono considerati come unico campo di produzione. Per quanto riguarda la componentistica sono stati scelti pannelli monocristallini da 400 W disposti su 5 stringhe divise su quattro sezioni, rappresentanti le quattro unità condominiali, ognuna delle quali riferita al proprio inverter da 20kVA come mostrato nelle Figura 48 Figura 49.

| PV Array Characteristics   |                          |                                    |                        |
|----------------------------|--------------------------|------------------------------------|------------------------|
| <b>PV module</b>           |                          | <b>Inverter</b>                    |                        |
| Manufacturer               | JA Solar                 | Manufacturer                       | Huawei Technologies    |
| Model                      | JAM72-S10-400-PR         | Model                              | SUN600-20KTL-ZHMO-380V |
| (Original PVsyst database) |                          | (Original PVsyst database)         |                        |
| Unit Nom. Power            | 400 Wp                   | Unit Nom. Power                    | 20.0 kWac              |
| Number of PV modules       | 200 units                | Number of inverters                | 4 units                |
| Nominal (STC)              | 80.0 kWp                 | Total power                        | 80.0 kWac              |
| Modules                    | 20 string x 10 in series | Operating voltage                  | 200-1000 V             |
| At operating cond. (50°C)  |                          | Max. power (≈48°C)                 | 22.0 kWac              |
| Pmpp                       | 73.0 kWp                 | Pnom ratio (DC:AC)                 | 1.00                   |
| U mpp                      | 373 V                    | Power sharing within this inverter |                        |
| I mpp                      | 196 A                    |                                    |                        |
| <b>Total PV power</b>      |                          | <b>Total inverter power</b>        |                        |
| Nominal (STC)              | 80 kWp                   | Total power                        | 80 kWac                |
| Total                      | 200 modules              | Max. power                         | 88 kWac                |
| Module area                | 401 m²                   | Number of inverters                | 4 units                |
|                            |                          | Pnom ratio                         | 1.00                   |

Figura 48. Caratteristiche campo fotovoltaico

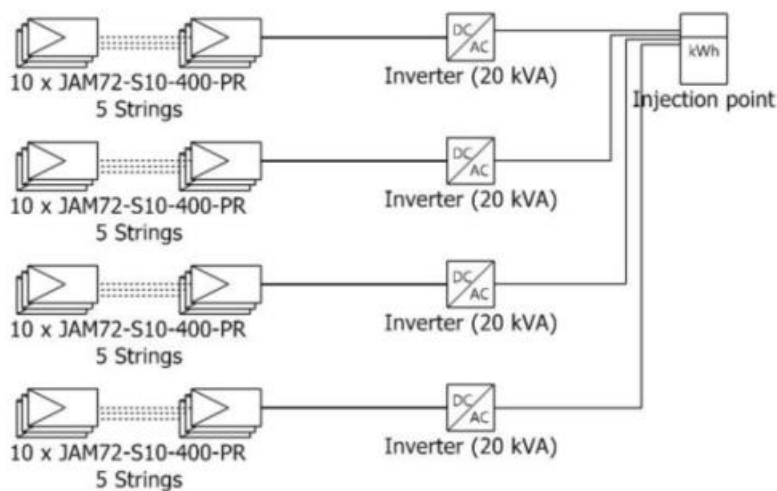


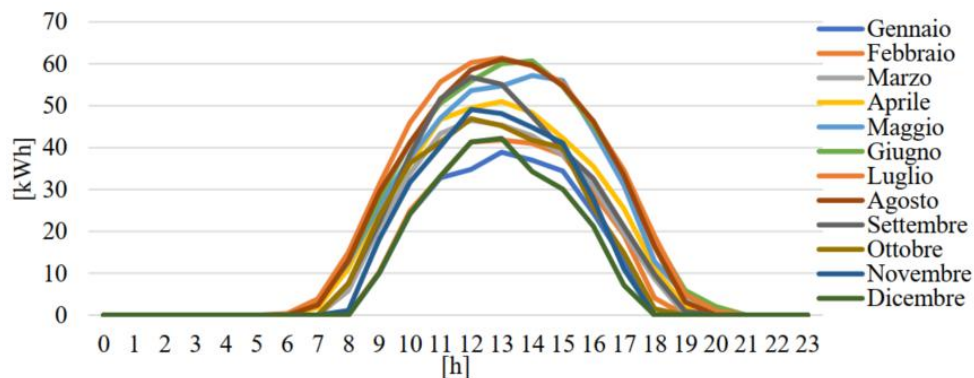
Figura 49. Schema a blocchi campo fotovoltaico

L'area occupata dal campo risulta essere di 100mq per unità, essendo inferiore alla disponibilità totale si può ipotizzare un eventuale espansione futura dell'impianto.

Per quanto riguarda la produzione nella seguente tabella si riportano le principali caratteristiche, al fine determinare l'energia condivisa ed autoconsumata nel caso studio, è necessario conoscere l'andamento orario giornaliero e l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico realizzato nei vari mesi dell'anno. Si riporta, pertanto, la curva di produzione elaborata sulla base dei risultati della simulazione dell'impianto installato (Figura 50).

**Tabella 7. Parametri caratteristici della produzione fotovoltaica**

|                             |       |           |
|-----------------------------|-------|-----------|
| Energia prodotta in un anno | 134   | MWh/a     |
| Energia specifica annua     | 1.673 | kWh/kWp/a |
| Indice di rendimento        | 0,856 |           |
| Perdite di campo            | 0,64  | kWh/kWp/g |
| Perdite di sistema          | 0,13  | kWh/kWp/g |



**Figura 50. Distribuzione oraria dell'energia media prodotta**

Il grafico evidenzia che la produzione energetica varia significativamente nelle ore di massimo irraggiamento, con un incremento di produzione di 20-30 kWh nei mesi invernali rispetto a quelli estivi.

### 5.2.2 Consumi Condominiali

I condomini presentano consumi energetici per i servizi comuni che variano considerevolmente in base al tipo di utenze e al livello di comfort offerto, come la presenza di ascensori, riscaldamento centralizzato, la produzione di acqua calda sanitaria condominiale e il sistema di illuminazione nelle aree comuni. Questi consumi si traducono in costi significativi per la gestione dei servizi, e l'installazione di pannelli fotovoltaici sul tetto del condominio potrebbe contribuire in modo sostanziale alla riduzione di tali spese.

Nei seguenti sottoparagrafi si analizzano e caratterizzano i profili di consumo condominiale di un singolo edificio, in modo da poter estendere l'analisi anche agli altri edifici, considerando che le strutture presentano caratteristiche analoghe. Questa analisi è fondamentale per individuare le

specificità dell'edificio e per sviluppare strategie mirate che possano massimizzare l'autoconsumo e l'efficienza energetica complessiva, tenendo presente il concetto dell'energia condivisa che viene massimizzata in base alla contemporaneità su base oraria tra la curva di produzione e quella dei consumi.

### 5.2.2.1 Illuminazione parti comuni

Per definire il consumo di illuminazione delle aree comuni, ossia scale e corridoi, che coprono una superficie totale di circa 300 mq, si è fatto riferimento alla norma UNI 10380: "Illuminazione d'interni con luce artificiale". Questa norma stabilisce i requisiti qualitativi e quantitativi dell'illuminazione per la maggior parte degli ambienti interni, prendendo in considerazione fattori come l'uso specifico degli spazi, il comfort visivo, e la sicurezza. [35]

| illuminanti e tipo di lampade consigliati                                                                                             |                                        |                   |     |      |             |    |   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------|-------------------|-----|------|-------------|----|---|
| secondo le raccomandazioni UNI 10380 / A1                                                                                             |                                        |                   |     |      |             |    |   |
| TONALITÀ DI COLORE: W = < 3300K e 5300K; D = > 5300K - Ra=resa del colore - G=classe di qualità per la limitazione dell'abbagliamento |                                        |                   |     |      |             |    |   |
| APPLICAZIONI                                                                                                                          | TIPO DI AMBIENTE                       | ILLUMINAMENTO Lux |     |      | TONA-LITÀ K | Ra | G |
|                                                                                                                                       |                                        | MIN               | MED | MAX  |             |    |   |
| ABITAZIONI<br>E ALBERGHI                                                                                                              | Zone di conversazione o passaggio      | 50                | 100 | 150  | W           | 1A | A |
|                                                                                                                                       | Zone di lettura                        | 200               | 300 | 500  | W           | 1A | A |
|                                                                                                                                       | Zone di scrittura                      | 300               | 500 | 750  | W           | 1A | A |
|                                                                                                                                       | Zone dei pasti                         | 100               | 150 | 200  | W           | 1A | A |
|                                                                                                                                       | Cucina                                 | 200               | 300 | 500  | W           | 1A | A |
|                                                                                                                                       | Bagno, illuminazione generale          | 50                | 100 | 150  | W           | 1A | B |
|                                                                                                                                       | Bagno, zona specchio                   | 200               | 300 | 500  | W           | 1A | B |
|                                                                                                                                       | Camere, illuminazione generale         | 50                | 100 | 150  | W           | 1A | B |
|                                                                                                                                       | Camere, zona armadi                    | 200               | 300 | 500  | W           | 1A | B |
|                                                                                                                                       | Camere, zona letti                     | 200               | 300 | 500  | W           | 1A | B |
|                                                                                                                                       | Camere, stiratura, cucitura e rannando | 500               | 750 | 1000 | W           | 1A | A |
|                                                                                                                                       |                                        |                   |     |      |             |    |   |
| AMBIENTI COMUNI                                                                                                                       | Aree di passaggio, corridoi            | 50                | 100 | 150  | W - N       | 2  | D |
|                                                                                                                                       | Scale, ascensori                       | 100               | 150 | 200  | W - N       | 2  | D |
|                                                                                                                                       | Magazzini e depositi                   | 100               | 150 | 200  | W - N       | 3  | D |

Figura 51. Illuminamento in funzione dell'applicazione e tipo di ambiente secondo la norma UNI 10380

Applicando il metodo del flusso totale al fine di rispettare un illuminamento medio di 150 lux, sotto l'ipotesi di utilizzo del sensore di presenza per l'accensione e spegnimento e tenendo conto delle ore di sole per la città di Roma si riporta il consumo orario di un giorno tipo mensile.

| Consumo orario per l'illuminazione aree comuni (Palazzo) |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|----------------------------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|                                                          | Gen | Feb | Mar | Apr | Mag | Giu | Lug | Ago | Set | Ott | Nov | Dic |
| h                                                        | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  | Wh  |
| 0                                                        | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  |
| 1                                                        | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  |
| 2                                                        | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  |
| 3                                                        | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  |
| 4                                                        | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  |
| 5                                                        | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  |
| 6                                                        | 318 | 318 | 318 | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 318 | 318 | 318 | 318 |
| 7                                                        | 318 | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 318 | 318 |
| 8                                                        | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 9                                                        | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 10                                                       | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 11                                                       | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 12                                                       | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 13                                                       | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 14                                                       | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 15                                                       | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |
| 16                                                       | 318 | 318 | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 318 | 318 |
| 17                                                       | 318 | 318 | 318 | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 318 | 318 | 318 |
| 18                                                       | 318 | 318 | 318 | 318 | 0   | 0   | 0   | 0   | 318 | 318 | 318 | 318 |
| 19                                                       | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 |
| 20                                                       | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 |
| 21                                                       | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 |
| 22                                                       | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 | 318 |
| 23                                                       | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  | 40  |

**Figura 52. Consumi orari mensili dell'illuminazione delle aree comuni per un condominio**

### 5.2.2.2 Ascensore

Data la presenza di un ascensore condominiale, è necessario calcolare il consumo orario per integrarlo con gli altri consumi condominiali e ottenere un quadro completo del consumo totale e della possibile energia autoconsumata.

Poiché non esiste una normativa specifica per il fabbisogno orario o giornaliero di un ascensore condominiale, si fa riferimento alla norma UNI/TS 11300-6:2016, che riguarda la determinazione del fabbisogno di energia per ascensori, scale mobili e marciapiedi mobili. [36]

L'ascensore scelto è un impianto elettrico a fune con contrappeso con portata di 450 kg, dotato di un quadro di comando con microprocessore, segnalazioni e inverter. È illuminato con luce a LED e prevede lo spegnimento automatico durante le fasi di sosta.

Nella norma gli edifici vengono classificati per categoria d'uso e tipologia nel prospetto 12.1 dal quale emerge che gli edifici esaminati con 20 unità immobiliari rientrano nella categoria d'uso 3A.

Per questa categoria, la norma prevede un numero medio di corse giornaliere pari a 75 e una velocità tipica compresa tra 0,63 e 1 m/s. A fini pratici, si assume una velocità di 1 m/s.

Il fabbisogno energetico giornaliero  $E_{A,d}$  di un ascensore, espresso in [kWh], è definito dalla norma UNI/TS 11300-6:2016 come la somma dei fabbisogni in movimento e dei fabbisogni nella fase di sosta, espresso dalla seguente formula:

$$E_{A,d} = \left[ 10^{-6} * \left( \frac{E_{A,cm}}{2} \right) * C_d \right] + E_{A,app,d} + E_{A,ill,d} + E_{A,ill,d} \quad (28)$$

dove:

- $E_{A,cm}$  è il fabbisogno energetico di un ascensore per un ciclo con corsa media [mWh], successivamente definito;
- $C_d$  è il numero medio di corse giornaliere dato dal Prospetto 12.I e pari a 75 corse;
- $E_{A,app,d}$  è il fabbisogno energetico giornaliero delle apparecchiature di comando e segnalazione dell'ascensore, esclusa la fase di movimento della cabina, che nel caso specifico, con microprocessore, segnalazioni e inverter per impianti fino a 480 kg e per velocità fino a 1 m/s, è pari a 2,2 kWh;
- $E_{A,ill,d}$  è il fabbisogno energetico giornaliero dell'illuminazione della cabina dell'ascensore, esclusa la fase di movimento della cabina, che nel caso specifico con illuminazione a Led e lo spegnimento automatico è pari a 0,07 kWh;
- $E_{altri,d}$  è il fabbisogno energetico giornaliero dei servizi accessori, i quali devono essere determinati sulla base della documentazione allegata ai dispositivi, in assenza di tale documentazione si è ipotizzato il valore pari a 1 kWh.

Il fabbisogno energetico di un ascensore per un ciclo con corsa media  $E_{A,cm}$  viene espresso dalla norma come:

$$E_{A,cm} = P * h_m * 1000 * [(1 - Z\%) + (y - k)] * (C_{rs} - C_{rd}) * \frac{9,81}{x * 3600} \quad (29)$$

dove:

- $P$  è il valore della portata pari a 450 kg;
- $h$  m è il valore della corsa media, che, secondo il Prospetto 12.II per la categoria 3A e con un numero di fermate maggiore di 3, è pari al 49% della corsa massima, ovvero l'altezza dell'edificio, che è di 15 m;
- i restanti parametri vengono definiti nel prospetto 12.III in base alle caratteristiche dell'impianto e riportati nella seguente tabella.

**Tabella 8. Parametri caratteristici dell'impianto del prospetto 12.III**

|          |      |
|----------|------|
| $Z_{\%}$ | 1    |
| $\gamma$ | 0,8  |
| k        | 0,45 |
| $C_{rs}$ | 0    |
| $C_{rd}$ | 1    |
| X        | 0.65 |

Applicando la formula con i valori definiti, il fabbisogno energetico per un ciclo con corsa media risulta essere di 5.130,44 mWh. Inserendo questo valore nella formula del fabbisogno energetico giornaliero e sommando gli altri dati, si ottiene un fabbisogno giornaliero pari a 3,46 kWh.

Per distribuire questo valore su base oraria, si considera la frequenza di utilizzo da parte dei residenti, che è influenzata dalla maggiore affluenza durante i periodi di rientro e uscita. Pertanto, è stata creata una distribuzione che prevede picchi di maggiore consumo dalle 7 alle 9, dalle 13 alle 15 e dalle 19 alle 21, come illustrato nel seguente grafico.

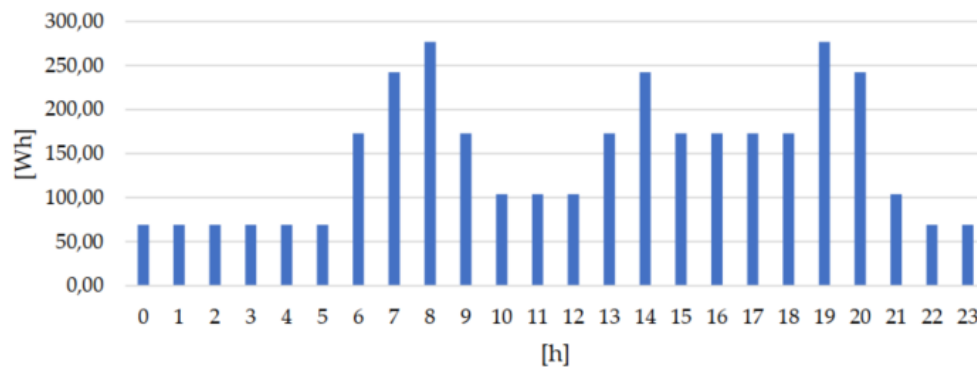


Figura 53. Consumo orario ascensore tipo condominiale

### 5.2.2.3 Riscaldamento centralizzato

Il riscaldamento degli edifici residenziali contribuisce in modo considerevole al consumo energetico globale del settore. Secondo i dati forniti dall'indagine Eurostat del 2022, il riscaldamento rappresenta oltre il 60% del consumo energetico finale nel settore residenziale. [37]

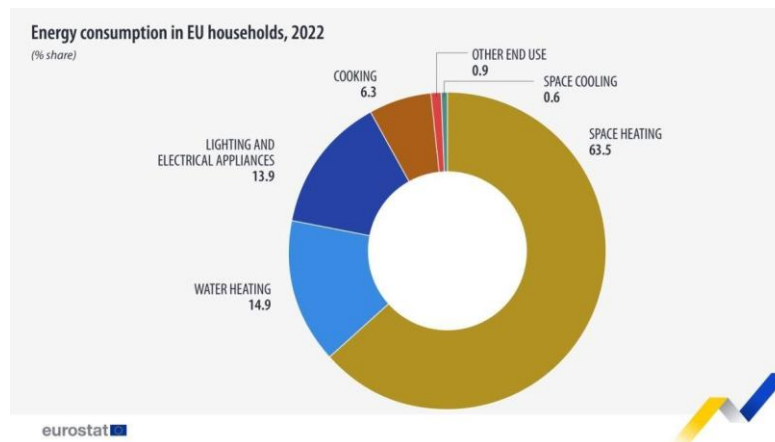


Figura 54. Consumi energetici utenti residenziali

Questo significativo impatto evidenzia l'urgenza di implementare strategie per migliorare l'efficienza energetica nel settore abitativo. In risposta a questa necessità, la Direttiva Europea 2012/27/UE [38] promuove l'adozione di tecnologie e sistemi progettati per ottimizzare l'efficienza energetica, tra cui i sistemi di riscaldamento centralizzati. I vantaggi degli impianti di riscaldamento centralizzato rispetto ai sistemi di riscaldamento individuali, specialmente per edifici residenziali con un elevato numero di unità abitative, come il condominio esaminato nel

caso studio, sono ben documentati nella letteratura tecnica. [39]. Gli impianti di riscaldamento centralizzato offrono il beneficio di una gestione integrata dell'energia termica, che consente di ridurre le perdite energetiche e ottimizzare l'efficienza complessiva del sistema. Questo approccio centralizzato non solo minimizza le dispersioni termiche attraverso una rete di distribuzione più efficiente, ma permette anche l'implementazione di tecnologie avanzate per il controllo e la regolazione del riscaldamento, migliorando significativamente le prestazioni energetiche e la sostenibilità operativa dell'edificio. Per tale motivo si sceglie di considerare la presenza di tale impianto nel condominio esaminato.

Per valutare come variano i consumi e i contributi per il gruppo di autoconsumatori simulato, si confrontano due diverse configurazioni di sistemi di riscaldamento centralizzati alimentanti con due vettori differenti: una con una caldaia a condensazione a gas e l'altra con una pompa di calore elettrica abbinata a un sistema di accumulo energetico.

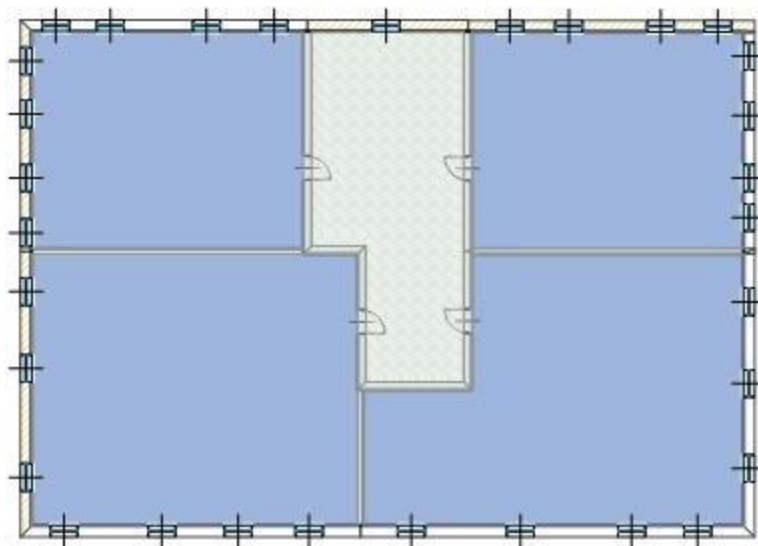
Al fine di dimensionare i due impianti, è necessario definire i carichi di riscaldamento orari e mensili dell'edificio. In questa tesi, tali carichi vengono calcolati mediante il software TERMOLOG, che effettua le simulazioni energetiche dinamiche con il calcolo orario introdotto della norma UNI EN ISO 52016:2018. [40]

Per semplicità, data la similarità degli edifici, tutti con le stesse caratteristiche, si è deciso di simulare un solo edificio, dimensionare l'impianto, rispettivamente con caldaia o pompa di calore, e poi estendere successivamente i risultati ottenuti a tutti gli altri edifici.

I principali dati di input riguardano la zona climatica alla quale appartiene Roma, più precisamente la zona D, i servizi energetici (Figura 55) che sono presenti all'interno del condominio ed infine la parte più dispendiosa che equivale alla modellazione 3D del modello BIM (Figura 56) con al suo interno tutte le caratteristiche riguardanti stratigrafie degli involucri, coperture ed infissi.



planimetria di un piano tipo, in cui le zone riscaldate sono evidenziate in blu, mentre la zona non riscaldata è rappresentata con un colore più chiaro.



**Figura 57. Illustrazione delle Eodc**

Ad ogni zona deve essere attribuito un profilo di d'uso, per semplicità si applicherà lo stesso per ognuna di esse, esso indica i periodi di attivazione e disattivazione dell'impianto. Si specifica che mentre per il calcolo del raffrescamento viene presa valida l'ipotesi che esso sia autonomo per ogni utente, il riscaldamento, essendo centralizzato, dipende dalla tipologia di impianto, infatti le caldaie, rispetto alle pompe di calore, presentano requisiti più stringenti di ore di funzionamento per far fronte al cambiamento climatico.

I limiti, in questo caso specifico, tengono conto l'Ordinanza n. 114 del 31 ottobre 2023 del Sindaco di Roma, relativa a tutti gli impianti termici presenti sul territorio di Roma Capitale. L'ordinanza stabilisce le seguenti condizioni di esercizio per la stagione 2023-2024:

- la riduzione del periodo ordinario di esercizio stabilendo per la stagione 2023 - 2024 come periodo di funzionamento quello compreso tra il 15 novembre 2023 e il 7 aprile 2024;
- il funzionamento per un massimo di 11 ore giornaliere comprese tra le ore 5:00 e le ore 23.00 di ciascuno giorno con deroga per impianti con riscaldamento centralizzato a pompa di calore;

- la riduzione di 1°C della temperatura dell'aria indicata all'articolo 3 comma 1 del DPR n. 74/2013 (ossia 17° C +2° C di tolleranza per gli edifici adibiti ad attività industriali, artigianali e assimilabili e 19° C +2° C di tolleranza per tutti gli altri edifici). [41]

Lo scopo di questa analisi non è quello di determinare un dimensionamento dettagliato dell'impianto termico, ma piuttosto di definire i consumi massimali.

## **Impianto Caldaia**

Dall'ordinanza n. 114, precedentemente citata, risulta che l'impianto termico può funzionare per un massimo di 11 ore al giorno, tra le ore 5:00 e le ore 23:00. Considerando l'uso prevalentemente residenziale del condominio analizzato, si decide di attivare l'impianto termico, costituito dalla caldaia, nelle ore di maggiore affluenza, ovvero dalle 06:00 alle 09:00 e dalle 17:00 alle 23:00, per un totale di 9 ore. Definiti tali profili d'uso, si procede inizialmente a una simulazione a potenza infinita per determinare la potenza necessaria dell'impianto.

Tra i risultati ottenuti il software restituisce il fabbisogno orario di ogni singola zona, il fabbisogno termico e di acqua calda sanitaria mensile dell'intero edificio.

Un grafico estremamente utile per il dimensionamento della caldaia è la firma energetica teorica dell'edificio, che mette in relazione la temperatura esterna con la potenza termica media assorbita. Estendendo la firma energetica fino alla temperatura di progetto desiderata, si ottiene la potenza massima richiesta al generatore dall'edificio. [42]

La simulazione viene calcolata sull'intero edificio per un anno intero seguendo il modello europeo EN ISO 52016 e con una valutazione di temperatura di set-point secondo ASHRAE 140 che usa temperatura dell'aria interna. [43]

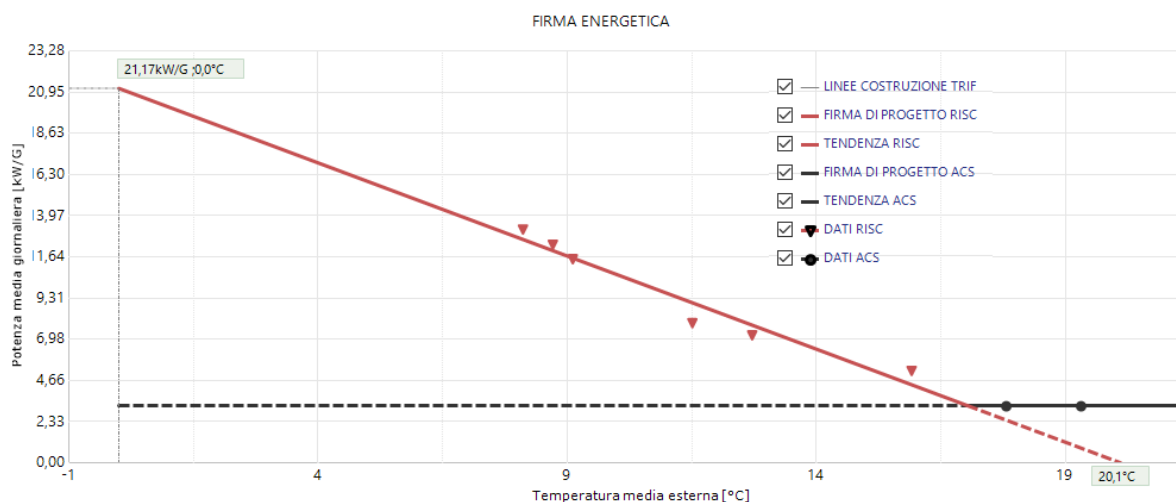


Figura 58. Firma energetica dell'edificio

Dal grafico (Figura 58) emerge che la potenza massima richiesta è di 21,17 kW nelle condizioni peggiori di progetto, che per Roma corrispondono a una temperatura esterna di 0°C. Tuttavia, poiché la caldaia deve soddisfare non solo il fabbisogno termico ma anche quello di acqua calda sanitaria, e per garantire un adeguato sovradimensionamento, si sceglie una caldaia da 30 kW. Il database del software offre una elevata gamma di modelli di caldaie con le relative schede tecniche, dal quale viene selezionata una caldaia a condensazione da 30 kW. Nella seguente tabella si riportano le caratteristiche base della caldaia.

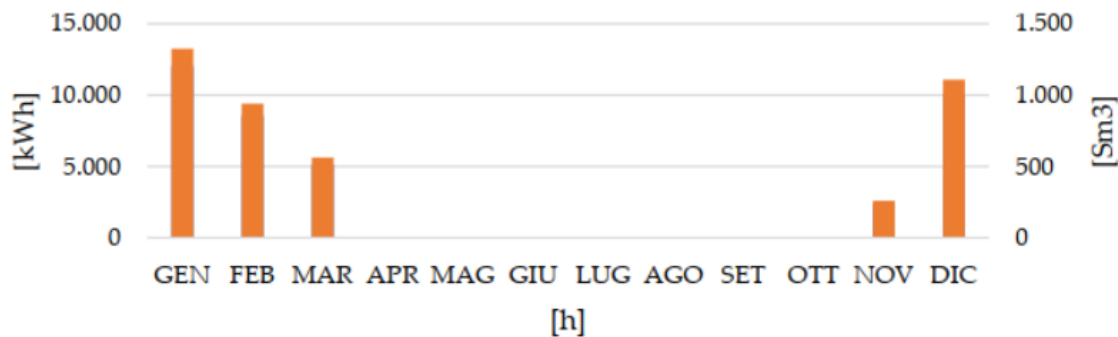
| Caratteristiche della caldaia |                                            |    |
|-------------------------------|--------------------------------------------|----|
| Tipologia                     | Combustione a condensazione                |    |
| Combustibile                  | Metano                                     |    |
| Funzionamento                 | Multistadio modulare                       |    |
| Bruciatore                    | Ad aria soffiata                           |    |
| Ventilatore                   | Ad aria comburente ed ausiliari bruciatore |    |
| T <sub>mandata</sub>          | 80°                                        | °C |
| T <sub>ritorno</sub>          | 60°                                        | °C |

Figura 59. Caratteristiche generali della caldaia

| Caratteristiche della caldaia per il riscaldamento |       |    |
|----------------------------------------------------|-------|----|
| Potenza nominale                                   | 30,30 | Kw |
| Portata al focolare nominale (PCI)                 | 31    | Kw |
| Rendimento nominale                                | 97,7  | %  |

**Figura 60. Potenza e rendimento della caldaia**

Dopo aver scelto il generatore, per rendere il sistema più flessibile, si associa un accumulo di 5000 litri. Inoltre, si definiscono come terminali i radiatori scelti dal programma con una temperatura di mandata di 55°. Impostati tutti i parametri impiantistici, si effettua nuovamente la simulazione per definire i consumi mensili effettivi della caldaia, riportati nella seguente grafico.



**Figura 61. Fabbisogno termico dell'involucro e consumo energetico dell'impianto**

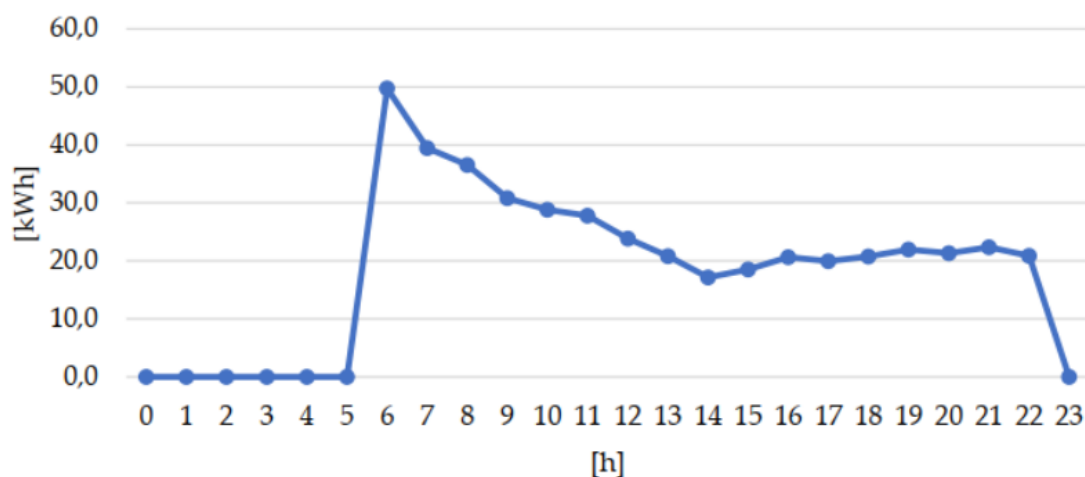
## Pompa di Calore

Per definire i consumi del riscaldamento con pompa di calore si adotta una diversa strategia affinché si possa sfruttare al massimo l'energia autoprodotta dai pannelli fotovoltaici ed aumentare l'autoconsumo complessivo.

In questa configurazione, si sceglie un profilo d'uso dalle 06:00 alle 23:00 per 16 ore in quanto non vi è nessuna restrizione garantendo così un maggior comfort e riducendo anche la potenza termica richiesta per il riscaldamento dell'edificio. Inoltre, dal punto di vista tecnico, l'efficienza energetica delle pompe di calore risente delle accensioni e spegnimenti frequenti. [45]

Come per la caldaia, anche in questo caso si procede effettuando la simulazione oraria a potenza infinita, verranno però presi in considerazione altri aspetti importanti, il primo riguarda la

considerazione del fatto che le pompe di calore funzionano meglio a carichi parziali e a temperature esterne non troppo basse; per questo motivo per determinare con precisione la potenza necessaria della pompa di calore, vengono estrapolati dal software i fabbisogni termici orari riferiti a giorni con condizioni peggiori dei mesi in cui l'impianto è operativo.



**Figura 62. Fabbisogno termico giornata tipo del mese di gennaio**

Come prevedibile, emerge che nelle ore centrali della giornata il fabbisogno termico si riduce significativamente rispetto alle ore mattutine e serali. Pertanto, per ottimizzare l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici, si opta per far funzionare la pompa di calore a una potenza costante, con un carico ridotto pari a un valore medio tra la richiesta massima e quella minima, accumulando il surplus termico generato in un serbatoio di accumulo inerziale. Nel grafico si riporta la distribuzione giornaliera dell'energia termica scelta, come dimostrazione, per il mese di gennaio.

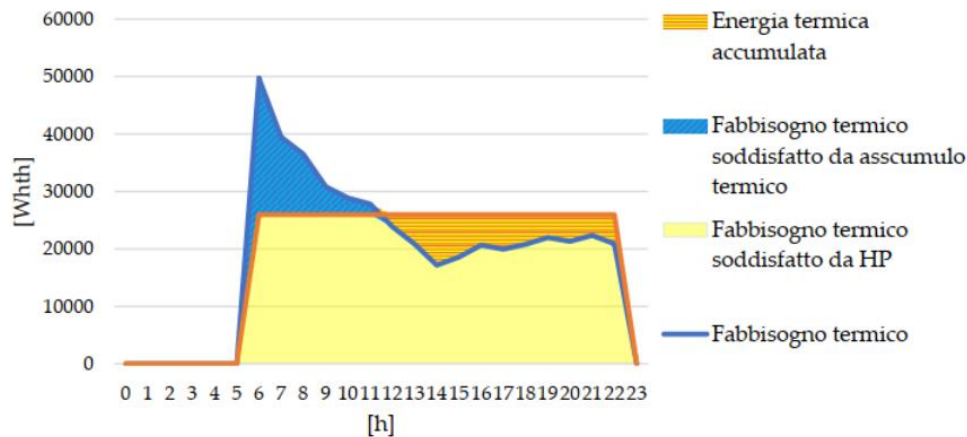


Figura 63. Distribuzione energia termica

Utilizzando l'accumulo termico, il sistema diventa altamente flessibile, eliminando il problema di sincronizzazione tra i pannelli fotovoltaici e le pompe di calore. In questo modo, l'energia elettrica prodotta durante le ore “più calde” di maggiore radiazione solare può essere accumulata e successivamente utilizzata per soddisfare il fabbisogno di riscaldamento durante le ore “più fredde” di minore radiazione solare. Considerando i valori ottenuti e il fatto che le prestazioni della pompa di calore migliorano con carichi parziali, si sceglie una pompa di calore ad acqua con una potenza di 50 kW dal database TERMOLOG.

| Caratteristiche generali della pompa di calore |                        |    |  |
|------------------------------------------------|------------------------|----|--|
| Tipo                                           | Compressione di vapore |    |  |
| Combustibile                                   | Energia elettrica      |    |  |
| Funzionamento                                  | Modulante/On-off       |    |  |
| Tipologia                                      | Aria/Acqua             |    |  |
| Pozzo freddo                                   | Aria esterna           |    |  |
| Potenza nominale                               | 42,40                  | kW |  |
| COP nominale                                   | 4,1                    |    |  |

Figura 64. Caratteristiche generali della pompa di calore

Il serbatoio d'accumulo viene dimensionato in base alla quantità di calore che deve essere accumulato durante le giornate tipo, utilizzando la formula:

$$V_{serb} = \frac{E}{\rho_w c_{p,w} \Delta T} \quad (30)$$

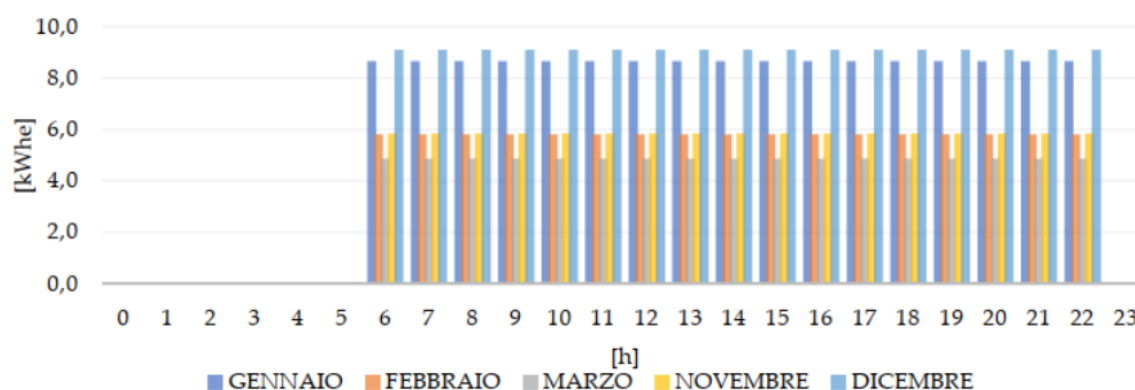
Per evitare sovradimensionamenti, dato che si considerano le condizioni peggiori, si sceglie un volume di 1000 litri, che è circa il 10% inferiore rispetto al volume calcolato per le condizioni peggiori.

Si selezionano inoltre radiatori con caratteristiche analoghe a quelli utilizzati con la caldaia.

Dopo aver definito l'impianto, si esegue una simulazione di calcolo dinamico utilizzando l'impianto con la potenza effettiva. Questo calcolo consente di determinare i consumi reali mensili e di valutare l'efficacia del funzionamento dell'impianto. Tuttavia, il software non fornisce la distribuzione oraria dei consumi elettrici, necessaria per prevedere la sovrapposizione con la produzione fotovoltaica.

Per definire tale distribuzione oraria elettrica si parte dalla distribuzione dell'energia termica prodotta dalla pompa in precedenza e si applica un COP medio pari a 3. Si considera un COP così basso rispetto al valore nominale perché la temperatura di mandata dei radiatori, ovvero la temperatura del pozzo caldo ( $T_{pc} = 55^{\circ}\text{C}$ ), risulta molto alta rispetto alla temperatura del pozzo freddo, ossia l'aria esterna, e per mantenere un approccio conservativo.

La produzione della pompa di calore risulta costante durante l'intera giornata. Nel grafico sono rappresentati i profili giornalieri dei giorni caratterizzati dalle condizioni più critiche del mese.



**Figura 65. Profilo di carico elettrico pompa di calore**

Questi profili sono stati modellati in modo da garantire un funzionamento continuo della pompa di calore durante il giorno, con l'accumulo dell'energia necessaria per essere poi utilizzata durante i periodi di deficit, come precedentemente definito.

## Acqua Calda Sanitaria Condominiale

Per completezza dei consumi condominiali, viene riportato nel seguente grafico il fabbisogno mensile di acqua calda sanitaria calcolato dal software con simulazione dinamica secondo la norma UNI/TS 11300-2:2019, e il consumo di gas necessario per soddisfarlo utilizzando la caldaia condominiale, la stessa impiegata per il riscaldamento centralizzato descritto precedentemente. Dal database si estrapolano le caratteristiche principali della caldaia relative alla produzione di acqua calda sanitaria esposte nella tabella sottostante.

| Caratteristiche della caldaia per ACS |       |    |
|---------------------------------------|-------|----|
| Potenza nominale                      | 33,70 | Kw |
| Portata nominale                      | 34,5  | Kw |
| Portata nominale                      | 34,5  | Kw |

Figura 66. Caratteristiche della caldaia per ACS

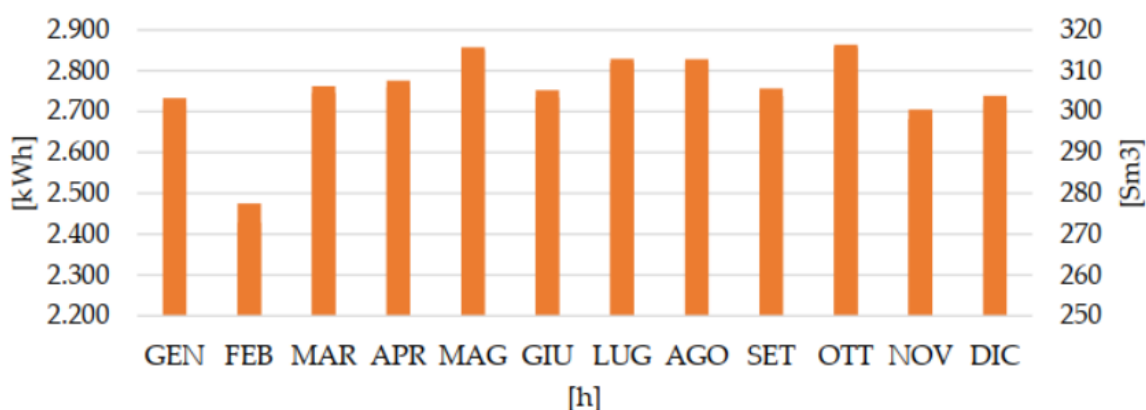


Figura 67. Fabbisogno di energia termica / consumo di metano per ACS

### 5.2.3 Profilo del consumo energetico degli utenti

La profilazione degli utenti in ambito energetico è uno dei punti tecnici più critici per quanto riguarda l'autonconsumo diffuso; infatti, senza una precisa curva dei consumi degli utenti che partecipano alle varie configurazioni risulta molto difficile se non impossibile avere a disposizione una stima dell'energia condivisa e di conseguenza dell'incentivo che spetta alla configurazione stessa.

Il problema nasce dal fatto che nonostante si abbiano a disposizione al giorno d'oggi sistemi di monitoraggio energetico di varie tipologie, anche con performance anche di altissimo livello, ciò che manca è una vera e propria clusterizzazione dei profili per tipologia di utente. Nonostante si abbiano a disposizione una mole di dati enorme all'interno di database generici, associare il profilo di consumo all'interno di una determinata tipologia (ad esempio residenziale) risulta molto difficile poiché lo stesso profilo viene caratterizzato da una serie di variabili che lo rendono enormemente “flessibile” in termini orari e di picco.

In particolare, si possono ipotizzare diversi parametri che in ambito residenziale incidono a livello di profilazione:

- Grandezza dell'unità (mq);
- Area geografica;
- Numero di inquilini;
- Tipologia di nucleo familiare;
- Tipologia di lavoro;
- Abitudini giornaliere;
- Sistema termico;
- Presenza di fonte di energia;
- Presenza di storage elettrici;
- Presenza di ricarica per mobilità sostenibile;
- Tipologia di carichi presenti nell'unità abitativa.

Se in ambito residenziale non risulta facile questo compito, ancora più complesso è la stima dei consumi orari in ambito commerciale o addirittura industriale; in queste tipologie di cluster parametri come il consumo termico, metri quadrati dell'utente, tipologia di macchinari, potenza di consegna e tanti altri, rendono la profilazione una sfida quasi impossibile.

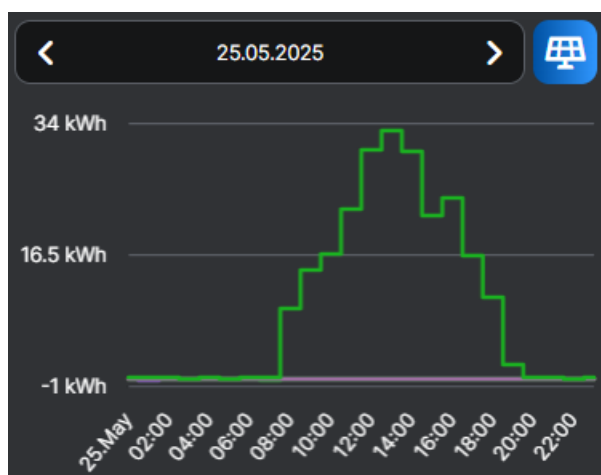
Nel nostro caso per attenerci ad una situazione reale più veritiera possibile sono stati installati, previa autorizzazione degli utenti tramite un google form nel quale veniva chiesto di indicare anche i parametri elencati in precedenza, dei misuratori low cost della Shelly in grado di monitorare in tempo reale e di storicizzare con un time sample di 1 minuto i dati dei consumi sia a livello di potenza che di energia (Figura 68). I misuratori sono stati installati in vari

condomini sparsi per l'Italia a livello di POD in modo tale da riuscire a storicizzare più dati possibili senza entrare nei singoli appartamenti degli utenti.



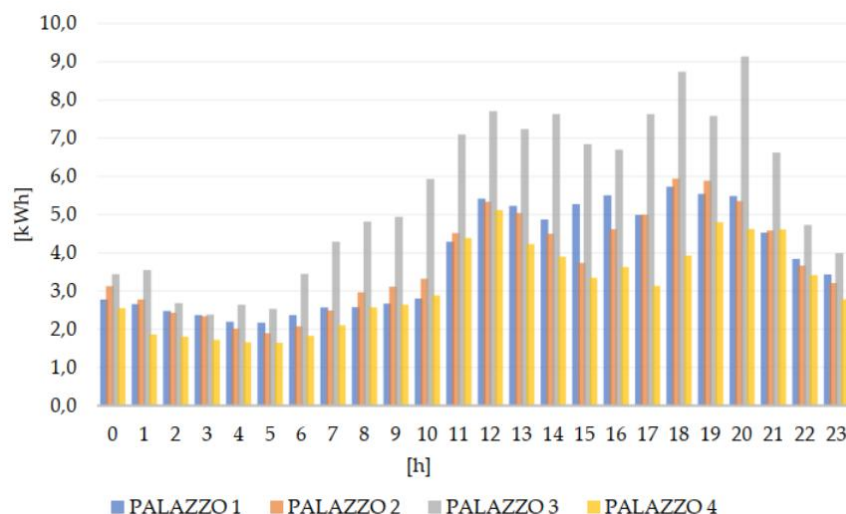
**Figura 68.** Esempio di misuratori installati in un condominio

Dotati di comunicazione Wi-Fi, supportano sia i protocolli HTTP che MQTT, permettendo il collegamento con il software Home Assistant. In questo modo, l'utente dispone di un'interfaccia per gestire in autonomia e monitorare i propri consumi. Attraverso il software, è possibile raccogliere, e scaricare i dati misurati per definire un profilo giornaliero tipico basato su slot oraria di ciascun utente e conseguentemente di ciascun condominio. [44]



**Figura 69.** Esempio di interfaccia grafica del sistema di monitoraggio dei consumi energetici giornalieri

Nella Figura 70 si illustra una stima dei dati reali ottenuti dal sistema di misurazione, questi dati, seppur provenienti da misure reali, possono essere soggetti a variazioni che possono influenzare in maniera anche importante il calcolo dell'energia condivisa.



**Figura 70. Aggregato dei profili su base oraria dei vari condomini monitorati**

Per questo motivo, al fine di valutare se riflettono un andamento realistico, i consumi orari vengono confrontati con i profili standard [46], utilizzati dal GSE in tutte le casistiche in cui il Gestore di Rete non trasmette il dato orario del punto di misura. Il profilo standard utilizzato è quello di prelievo puro per utenze domestiche in bassa tensione, indicato con la lettera 'a', ed è espresso in coefficienti percentuali che rappresentano il peso di ciascuna ora all'interno della giornata. Poiché i consumi monitorati sono definiti per un giorno standard annuale, mentre i profili standard variano per ogni ora dell'anno, si è scelto di definire un valore medio per ogni ora, calcolato sulla base delle corrispondenti ore dell'anno. Si riporta il grafico che mette a confronto il profilo monitorato dell'intero condominio, la somma dei singoli palazzi e il profilo standard, come definito in precedenza, in base alla ripartizione percentuale. [47]

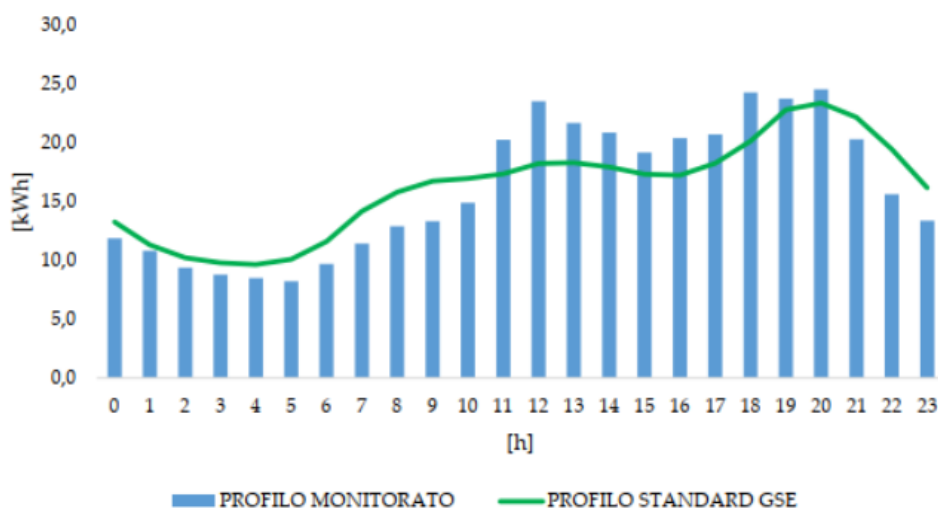


Figura 71. Confronto tra dati di consumo reali e curve standard GSE valido per utenti residenziali

Il confronto tra i due profili evidenzia delle discrepanze, prevedibili, in quanto i profili standard forniti sono basati su un campione più ampio di utenti e su un periodo di analisi più esteso rispetto al profilo monitorato. Tuttavia, tali differenze risultano essere entro limiti accettabili.

## 5.2.4 Analisi Economica

Una volta elaborati i dati ed accertato il “corretto” valore si può passare al calcolo economico che deriva dalle diverse configurazioni in termini di tecnologia utilizzata per la parte termica a servizio del condominio e ciò che deriva dalle normative inerenti al calcolo dell’incentivo su base oraria stabilito dal decreto CACER. La valutazione economica verrà analizzata per un singolo edificio per quanto riguarda il risparmio energetico/economico ottenuto, ossia la parte dell’energia autoconsumata fisicamente, mentre per il calcolo dell’incentivo associato all’energia condivisa si terrà conto dell’intera configurazione del “gruppo di autoconsumatori”.

### 5.2.4.1 Risparmio energetico condominiale

Per quanto riguarda l’analisi energetica condominiale, si può affermare che di notevole importanza è l’aspetto che riguarda la parte termica dell’edificio; avendo a disposizione una parte di produzione di energia proveniente dall’impianto fotovoltaico risulta evidente come una fetta di tale energia potrebbe essere utilizzata direttamente a servizio dell’impianto termico nel caso di pompa di calore, mentre nel caso di caldaia tale quantità di energia prodotta potrà essere messa al servizio dei soli carichi elettrici condominiali come luci, ascensori e poco altro. Risulta evidente

come i due casi differiscano sia in termini di consumi elettrici provenienti dalla rete sia come valore dell'incentivo associato all'energia condivisa.

Nei seguenti grafici viene illustrato il bilancio energetico di un edificio che soddisfa il fabbisogno elettrico di tutti i servizi condominiali, per un giorno tipo di un mese estivo (es. Luglio) e di uno invernale (es. Gennaio), considerando due configurazioni distinte di riscaldamento centralizzato, una con caldaia e l'altra con pompa di calore. Sovrapponendo ai profili di carico la curva di produzione dell'impianto fotovoltaico nel mese corrispondente, si evidenzia l'energia direttamente prelevata, definita ora per ora come il valore minimo tra l'energia richiesta dai servizi e l'energia prodotta dall'impianto.

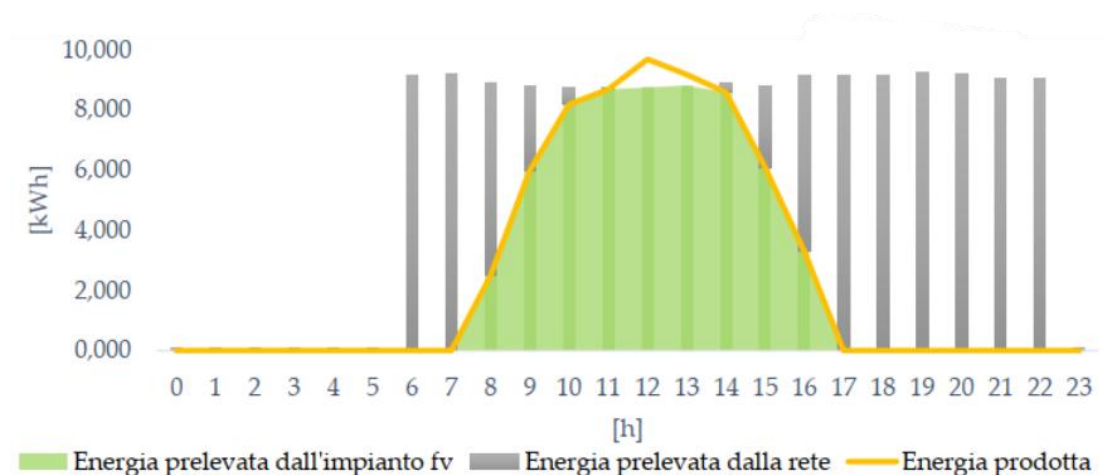


Figura 72. Bilancio energetico giornata tipo mensile invernale con pompa di calore

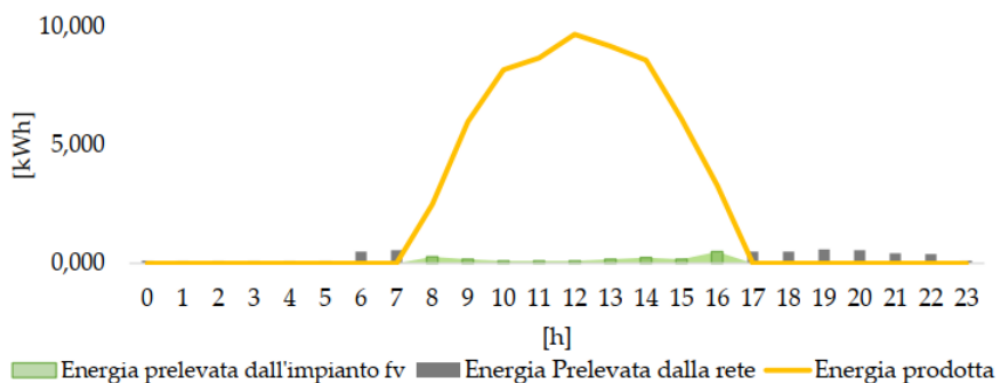
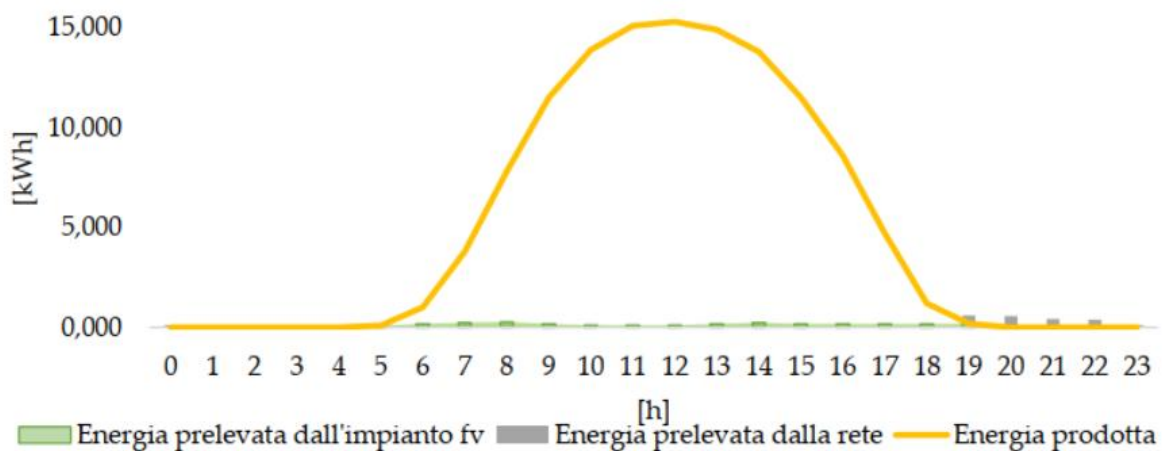


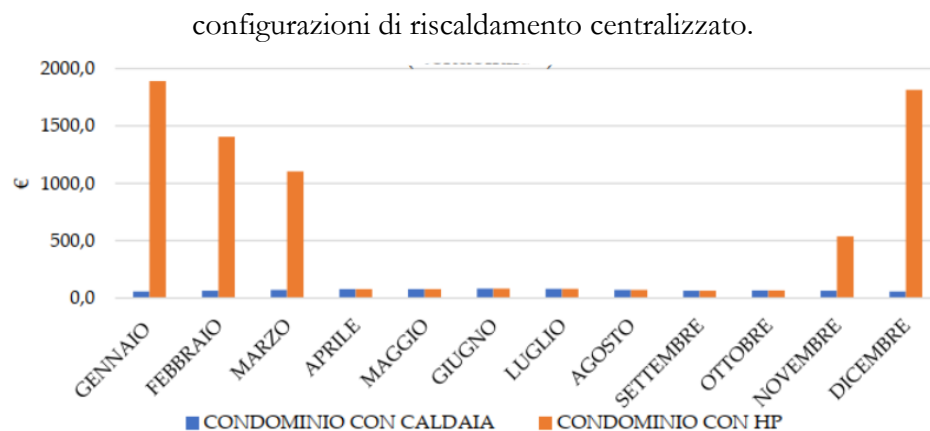
Figura 73. Bilancio energetico giornata tipo mensile invernale con caldaia a gas



**Figura 74. Bilancio energetico giornata tipo mensile estiva valida per entrambe le configurazioni**

Dai grafici emerge chiaramente come la stagionalità e l'elettificazione dei consumi influenzino l'incremento dell'energia prelevata direttamente. Nel mese di gennaio, l'impiego di una pompa di calore per il riscaldamento centralizzato, in combinazione con un sistema di accumulo, consente di sfruttare quasi integralmente l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico. Invece, con un sistema di riscaldamento centralizzato a gas e durante i mesi estivi, la quota di energia prelevata è sensibilmente inferiore. Un'ulteriore ottimizzazione potrebbe derivare dalla centralizzazione dei sistemi di raffrescamento, incrementando i benefici in termini di consumo di energia dalla rete, con conseguenti vantaggi economici e ambientali, e migliorando soprattutto il comfort abitativo. Per gli edifici residenziali non di recente costruzione, come quelli analizzati, tuttavia, questa soluzione non è ancora diffusa e conveniente in Italia, in quanto richiederebbe interventi significativi sull'involucro edilizio, sull'efficienza strutturale e sull'adeguamento del sistema di distribuzione dell'aria.

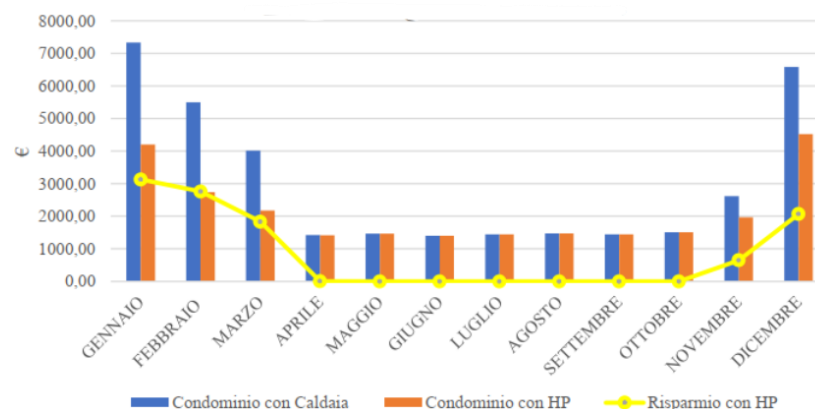
Una volta stimato il bilancio in termini energetici si può effettuare una stima economica riguardante le due configurazioni. Nella Figura 75 si può notare come il risparmio economico è determinato dalla riduzione del prelievo di energia dalla rete, ossia il valore dell'energia autoconsumata fisicamente. Considerando l'andamento del prezzo dell'energia elettrica negli ultimi 20 anni, come riportato dal sito di ARERA, il valore medio si attesta a 0,25 €/kWh. Si riporta il grafico del risparmio economico derivante al mancato acquisto di energia elettrica per ogni mese dell'intero condominio includendo tutti e quattro i palazzi e diversificando le due



**Figura 75. Valore economico associato all'energia autoconsumata nelle due configurazioni**

Come già evidenziato nei grafici dei consumi condominiali, con curva di produzione, anche in questo grafico risulta chiaro che l'uso della pompa di calore per il riscaldamento centralizzato comporta un risparmio economico significativo, superiore a 1.000 €/mese. Tale risparmio è ulteriormente accentuato dal fatto che, utilizzando un sistema di riscaldamento a caldaia, è necessario consumare gas, il cui costo incide sui costi energetici complessivi del condominio.

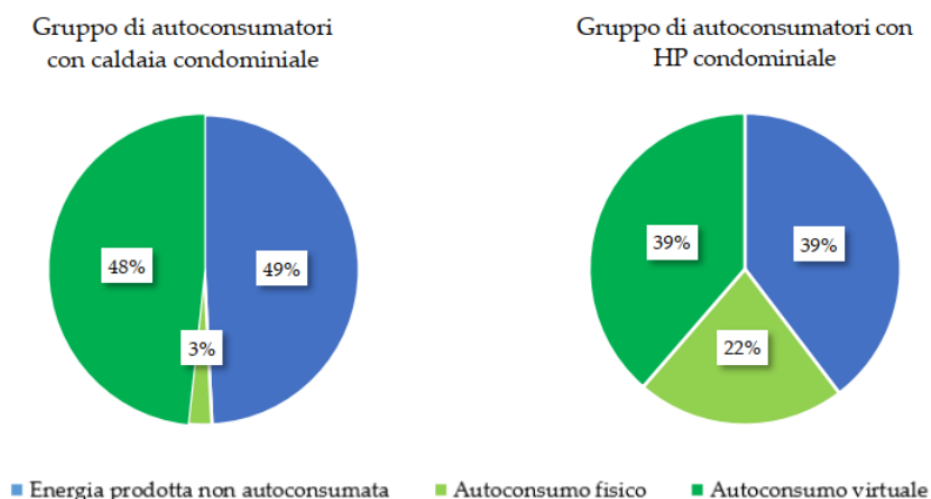
Nella Figura 76 viene rappresentata la bolletta energetica mensile, comprendente sia l'elettricità che il gas, per i consumi condominiali in configurazione di gruppo di autoconsumatori, tenendo conto del mancato prelievo dalla rete. Per effettuare questo confronto, si considera il costo medio del gas per questa materia prima, secondo i dati forniti dal sito di ARERA, il cui valore medio risulta essere pari a 1,3 €/Sm.



**Figura 76. Rappresentazione mensile del valore economico della bolletta elettrica per le due configurazioni condominiali**

Dal grafico emerge come l'utilizzo della pompa di calore come sistema centralizzato termico permette un risparmio netto annuale superiore ai 10 mila euro.

Per far chiarezza sul bilancio energetico differente per le due soluzioni possiamo notare la Figura 77, risulta evidente come le due configurazioni differiscano per la quantità di energia fisicamente consumata e quella che viene messa a disposizione della configurazione di autoconsumatori.



**Figura 77. Distribuzione dei consumi energetici all'interno delle due configurazioni**

Nel caso della configurazione con caldaia la quantità di energia in autoconsumo fisico è molto bassa poiché deriva dai carichi condominiali elettrici che sono limitati, viceversa nel caso di pompa di calore la parte di energia autoconsumata diventa maggiore e di conseguenza anche quella messa a disposizione per il gruppo di autoconsumatori; questo inciderà, come vedremo nel paragrafo successivo, sul calcolo dei contributi associati a tale quantità di energia.

#### **5.2.4.2 Valutazione incentivi**

Oltre al risparmio derivante dall'autoconsumo fisico dall'impianto di produzione fotovoltaico, si considerano i contributi erogati dal GSE come riportato in Figura 78, tali contributi economici si dividono in PNRR, incentivazione e valorizzazione.

| CONTRIBUTI ECONOMICI SPETTANTI A CIASCUNA CONFIGURAZIONE |                                  | 1  CER | 2  GRUPPO DI AUTOCONSUMATORI | 3  AUTOCONSUMATORE A DISTANZA |
|----------------------------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| PNRR                                                     | Contributo in conto capitale 40% | ✓ <sup>1)</sup>                                                                         | ✓ <sup>1)</sup>                                                                                                |                                                                                                                  |
|                                                          |                                  |                                                                                         |                                                                                                                |                                                                                                                  |
| INCENTIVAZIONE                                           | Tariffa Premio                   | ✓                                                                                       | ✓                                                                                                              | ✓                                                                                                                |
|                                                          | Trasmissione                     | ✓                                                                                       | ✓                                                                                                              | ✓                                                                                                                |
| VALORIZZAZIONE                                           | Distribuzione                    |                                                                                         | ✓ <sup>2)</sup>                                                                                                |                                                                                                                  |
|                                                          |                                  |                                                                                         |                                                                                                                |                                                                                                                  |
|                                                          | Perdite di rete evitate          |                                                                                         | ✓ <sup>2)</sup>                                                                                                |                                                                                                                  |

1) Solo per gli impianti realizzati in comuni <5.000 ab e messi nella disponibilità di una CACER

2) limitatamente alla parte dell'energia elettrica autoconsumata imputabile agli impianti di produzione, da FER di potenza inferiore a 1 MW, ubicati nell'edificio o nel condominio a cui è riferito il gruppo

**Figura 78. Descrizione generale dei contributi economici spettanti a ciascuna configurazione**

In base ai requisiti definiti dal decreto, la configurazione simulata non può accedere ai contributi in conto capitale PNRR, in quanto situata in una città con più di 5.000 abitanti, nonostante siano soddisfatti tutti gli altri requisiti necessari.

Pertanto, gli unici contributi ai quali il gruppo di autoconsumatori può accedere sono i contributi in conto esercizio per l'energia condivisa e immessa in rete. Per il caso studio analizzato sono previsti i seguenti incentivi:

- Tariffa incentivante per l'energia condivisa;
- Corrispettivo per la valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata;
- Ritiro dedicato per l'energia immessa.

I seguenti incentivi sono calcolati per entrambe le configurazioni relative alla tipologia di sistema termico adottato, considerando anche la possibilità di accedere ad un'ulteriore incentivazione quale il Superbonus.

Per quanto riguarda la tariffa incentivante il suo valore come specificato in precedenza è definito dalla formula:

$$C_{ACI} = \sum TIP_h * E_{ACI,h} \text{ [€]} \quad (31)$$

Dove:

- $TIP_h$  è la tariffa premio variabile su base oraria perché dipendente dai prezzi del mercato dell'energia; è calcolata per l'ora  $h$  come segue:

$$TIP_h = \{\min[CAP; TP_{base} + \max(0; 180 - P_z)] + FC_{zonale}\} * (1 - F)$$

Nella quale:

$P_z$  è il prezzo zonale orario

$TP_{base}$  è il valore base della tariffa, così definito in base al valore della potenza impianto/sezione della medesima UP:

$$TP_{base} = \begin{cases} 60 \text{ €/MWh} \\ 70 \text{ €/MWh} \\ 80 \text{ €/MWh} \end{cases} \quad \text{validi in base alla diversa potenza installata}$$

$$CAP = \begin{cases} 100 \text{ €/MWh} \\ 110 \text{ €/MWh} \\ 120 \text{ €/MWh} \end{cases} \quad \text{validi in base alla diversa potenza installata}$$

$FC_{zonale}$  è il fattore di correzione della tariffa, che tiene conto dei diversi livelli di insolazione per gli impianti fotovoltaici ed è così definito in base all'ubicazione dell'impianto:

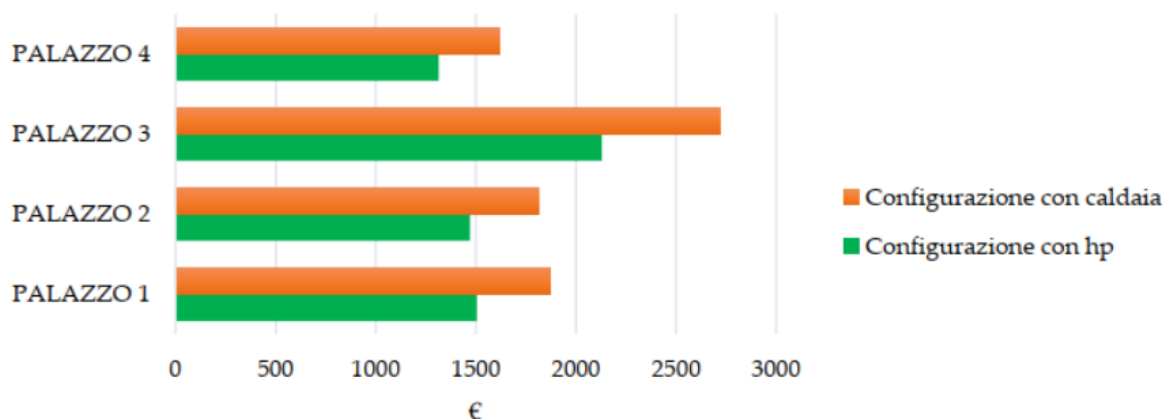
$$FC_{zonale} = \begin{cases} +4 \text{ €/MWh} & \text{Regioni centrali} \\ +10 \text{ €/MWh} & \text{Regioni del nord} \end{cases}$$

Il parametro  $F$  è legato all'eventuale erogazione di un contributo in conto capitale: 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 0,5, nel caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento

- $E_{ACI,h}$  è l'energia elettrica condivisa incentivabile su base oraria e viene determinato come  $\min(E_{immesse,h}; E_{prelevata,h})$

Dai calcoli si ottiene un valore sempre al di sopra di quello limite concesso dal decreto per la tariffa incentivante di 124 €/MWh per le zone del centro; perciò, per il calcolo economico si prenderà come riferimento proprio tale valore.

Definiti tali valori ora per ogni per ciascun mese dell'anno e per ciascuna configurazione della parte termica si mostrano i risultati nella Figura 79.



**Figura 79. Valore dell'incentivo calcolato per l'intero anno riferito alle due diverse configurazioni**

Come già evidenziato nella definizione dell'energia elettrica condivisa incentivabile, emerge che gli edifici con consumi più elettrificati presentano una tariffa premio più elevata. La presenza di pompe di calore riduce l'energia elettrica prodotta, determinando una minore quantità di energia immessa in rete e disponibile per la condivisione, con conseguente riduzione del contributo economico. Nel complesso, per la configurazione con pompa di calore, il valore annuale dell'incentivo si attesta a circa 6.500 €, mentre per la configurazione con caldaia il valore è di circa 8.000 € annui.

Per quanto riguarda la voce “valorizzazione” il decreto nel caso di gruppi di autoconsumatori prevede la restituzione della tariffa relativa alla trasmissione, distribuzione e perdite di rete evitate. Questo è giustificato dal fatto che “fisicamente” l'energia grazie alla produzione in loco può essere direttamente consumata sul posto evitando il trasporto tramite la rete elettrica nazionale.

In questo caso il corrispettivo viene calcolato tramite la seguente formula:

$$C_{ACV} = CU_{afa),m} * E_{ACV} + CU_{afb),m} * E_{ACVC} + \sum_i (E_{ACVC,i} * C_{PR,i} * P_Z)_h \text{ [€]} \quad (32)$$

Dove:

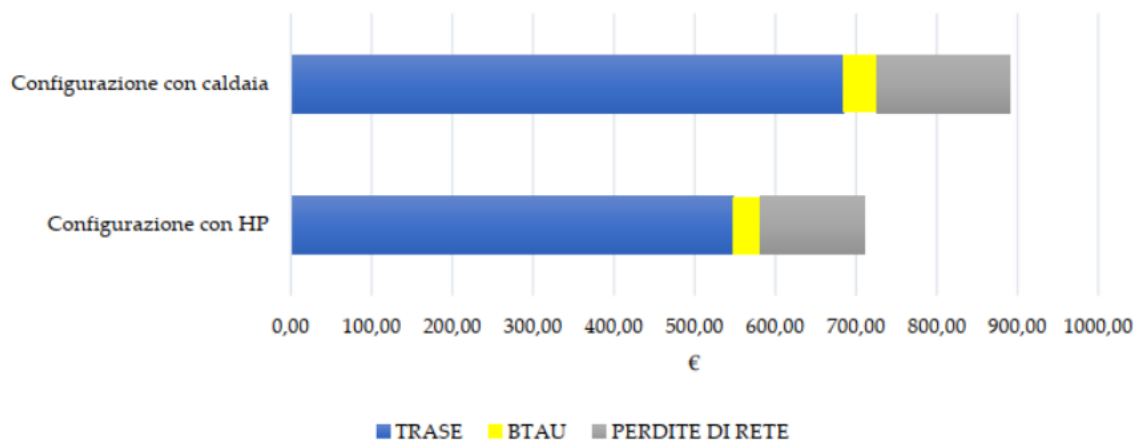
- $E_{ACV}$  è la quantità di energia elettrica autoconsumata oraria e mensile;
- $E_{ACVC}$  è la quantità di energia elettrica autoconsumata mensile,  $E_{ACVC,i}$  quella oraria considerando solo gli impianti di produzione ubicati nell'edificio o condominio delle unità di consumo.

Nel caso specifico, trattandosi di un unico impianto di produzione situato nel condominio delle unità di consumo, le due quantità di energia coincidono e compatibili all'energia condivisa, come definita per la tariffa incentivante.

Le componenti presenti sono legate a diversi aspetti del servizio elettrico, nel caso specifico:

- $CU_{afa},m$  è il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile, corrisponde alla parte unitaria variabile della tariffa di trasmissione (TRASE), che per le utenze in bassa tensione è pari a 0,01057 €/kWh (2024);
- $CU_{afb},m$  è il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile, corrisponde al valore più elevato della componente variabile di distribuzione, per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTAU) pari 0,0065 €/kWh (2024);
- $C_{pr,i}$  è il coefficiente delle perdite evitate in funzione della tensione è pari a CPR, BT= 2,6% (BT);
- $P_Z$  è il prezzo zonale orario, analogo a quello definito per la tariffa premio definito in precedenza

Il valore del corrispettivo annuo dell'intero condominio nelle due configurazioni condominiali, suddiviso nelle varie componenti di trasmissione, distribuzione e perdite di rete, è illustrato nella Figura 80.

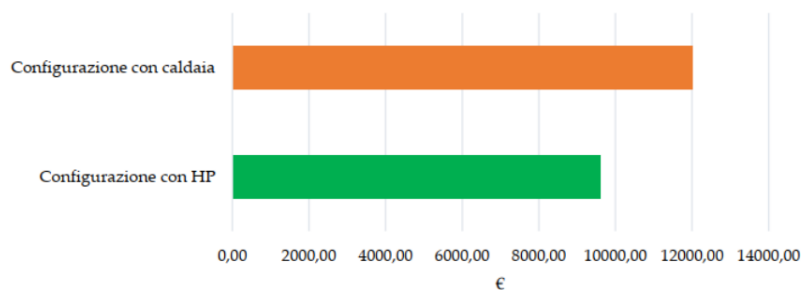


**Figura 80. Valore dell'incentivo associato alla voce valorizzazione**

Anche in questo caso, come per la tariffa incentivante, si osserva un maggiore ritorno economico nella configurazione con caldaia per le stesse ragioni già evidenziate.

Altro contributo economico che è stato ancora citato è il “classico” RID ossia ritiro dedicato che può essere calcolato in base alla quantità totale di energia immessa in rete a prescindere se essa faccia parte o meno di quella condivisa.

Considerando l'evoluzione dei prezzi zionali orario sia nell'anno corrente che negli anni precedenti, costantemente superiori al prezzo minimo garantito, si decide di accedere al regime di prezzo zonale orario. Per la tipologia di impianto in analisi, il prezzo minimo garantito per l'anno in corso è fissato a 46,4 €/MWh, mentre il prezzo zonale medio, registrato nelle prime sei mensilità, si attesta su valori superiori, confermando fin da subito un andamento più favorevole rispetto al prezzo minimo garantito. Tramite questo valore si calcola la parte economica relativa a tale contributo come mostra la Figura 81.



**Figura 81. Valore dell'incentivo associato al RID**

Anche in questo caso essendo il consumo della pompa di calore fisicamente prelevato dalla produzione fotovoltaica, l'energia immessa in rete risulta minore, perciò minore sarà il valore del contributo economico associato al RID.

Dopo aver definito tutti i componenti dei contributi spettanti secondo il decreto, si osserva che il valore totale per il condominio è superiore nella configurazione con caldaia, che si attesta a poco più di 20.000 € annui, rispetto ai 16.000 € della configurazione con pompa di calore (Figura 82). Questa differenza, già evidenziata, è comprensibile in quanto, a parità di potenza installata, parte dell'energia elettrica nella configurazione con pompa di calore viene direttamente utilizzata per il riscaldamento e non disponibile per la condivisione all'interno del gruppo, mentre la caldaia utilizza il metano come fonte primaria.

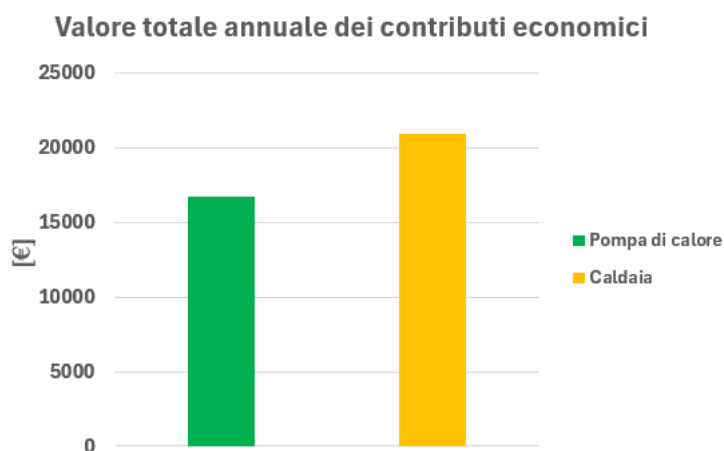


Figura 82. Valore totale del contributo annuale calcolato per le due configurazioni

Inoltre, è necessario tener presente che, accedendo al servizio di Ritiro Dedicato, è prevista l'erogazione di una tariffa annuale al GSE per coprire gli oneri di gestione, verifica e controllo. Nel caso specifico del nostro impianto, tale tariffa si attesta a 0,65 €/kW, risultando in un costo annuale totale di 52 € che verrà detratto direttamente dall'importo spettante, quindi scalato dal pagamento complessivo.

#### 5.2.4.3 Indici economici del caso studio

Per avere un quadro economico completo, è necessario rapportare i benefici ottenuti con l'investimento per verificare il guadagno netto. Questo richiede di definire i flussi di cassa,

valutare la loro sostenibilità nel tempo e calcolare il periodo necessario per il recupero dell'investimento. A tal fine, viene condotta un'analisi economico-finanziaria preliminare, adottando un tasso di attualizzazione del 5%, in linea con il profilo di rischio dell'investimento e con un orizzonte temporale di 20 anni, corrispondente al periodo di erogazione dei contributi.

Per valutare e confrontare le due configurazioni considerate, è fondamentale tenere conto non solo dell'investimento per l'impianto fotovoltaico, ma anche del costo aggiuntivo della pompa di calore nella configurazione full electric. Per una pompa di calore da 50 kW, il costo si aggira intorno ai 20.000 €, secondo un'analisi di mercato. Si ipotizza uno scenario in cui siano verificati tutti i requisiti per beneficiare dell'Ecobonus per l'acquisto delle pompe di calore, che prevede una detrazione del 65% delle spese totali sostenute. Questa agevolazione fiscale rappresenta un incentivo significativo per l'adozione di tecnologie energetiche efficienti, contribuendo a ridurre i costi complessivi dell'investimento e a migliorare la sostenibilità energetica dell'edificio.

Una volta definiti i costi e attualizzati secondo il tasso di attualizzazione stabilito, e calcolati i benefici annuali totali delle varie configurazioni, viene determinato il flusso di cassa (FC) come differenza tra i benefici annuali, assunti costanti nel tempo e i costi attualizzati.

Si determina il valore attuale netto (VAN) e il tasso di rendimento interno (TIR), al fine di valutare l'effettiva redditività e la convenienza dell'investimento. Un investimento è considerato conveniente se il VAN è positivo, il che implica che il progetto non solo è in grado di recuperare l'investimento iniziale, ma offre anche un rendimento sul capitale investito, lasciando risorse aggiuntive disponibili per ulteriori utilizzi. Il VAN è definito dalla seguente formula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (33)$$

Dove:

- $FC_t$  = Flusso di cassa al tempo t, ipotizzato costante;
- $i$  = Tasso di attualizzazione o sconto;
- $n$  = periodo dell'investimento, che nel caso in esame è pari a 20 anni.

Il TIR, invece, è definito come il tasso di attualizzazione che rende nullo il VAN, indicando che il progetto ha ripagato l'investimento iniziale. Affinché un investimento sia conveniente, il tasso

di attualizzazione previsto (i) deve essere inferiore al TIR, che deve essere il più alto possibile per garantire una maggiore redditività del progetto.

Infine, viene calcolato il tempo di ritorno (o Payback Period, PBP), che rappresenta il periodo necessario per recuperare l'investimento iniziale attraverso i flussi di cassa generati dal progetto.

Per ciascuno scenario, si calcolano i parametri finanziari descritti e si riportano nella

| Gruppo di autoconsumatori |        |                          |                     |                                |
|---------------------------|--------|--------------------------|---------------------|--------------------------------|
|                           |        | Con caldaia condominiale | Con HP condominiale | Con HP condominiale (Ecobonus) |
| Bolletta Condominiale     | €/anno | 42569                    | 28679               | 28679                          |
| Costi attualizzati        | €/anno | 7219                     | 13639               | 9466                           |
| Benefici                  | €/anno | 21706                    | 31414               | 31414                          |
| FC                        | €/anno | 14487                    | 17775               | 21948                          |
| PBP                       | anni   | 6                        | 9                   | 5                              |
| VAN                       | €      | 100536                   | 61515               | 165515                         |
| TIR                       | %      | 17%                      | 9%                  | 20%                            |

**Figura 83. Risultati del calcolo economico inerenti al caso studio**

Dalla tabella e dal grafico emerge che, in tutte le configurazioni, la creazione del gruppo di autoconsumatori risulta conveniente economicamente e finanziariamente, rispettando i criteri precedentemente definiti, ovvero un VAN positivo e un TIR maggiore del tasso di attualizzazione.

Confrontando le due diverse configurazioni, si osserva che l'investimento del solo impianto fotovoltaico, ovvero la configurazione con caldaia condominiale, si ripaga in poco più di 5,5 anni, mostrando un VAN e un TIR superiori rispetto all'investimento che include anche la pompa di calore, il quale, senza Ecobonus, si attesta intorno ai 9 anni, nonostante flussi di cassa maggiori. Questo valore è comprensibile, poiché la caldaia non viene sostituita e tale spesa deve affrontata successivamente, senza considerare l'eventuale aumento dei costi del gas in un sistema in cui si sta puntando all'elettrificazione dei consumi. Al contrario, nella configurazione con pompa di calore, l'investimento prevede l'installazione di un nuovo impianto e dei prezzi in bolletta condominiale molto più bassi.

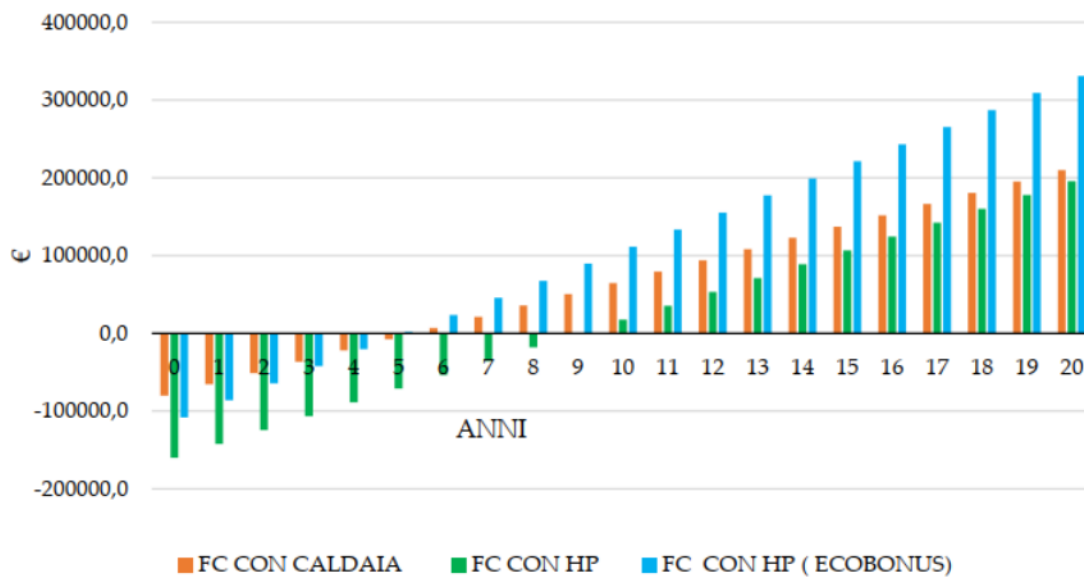
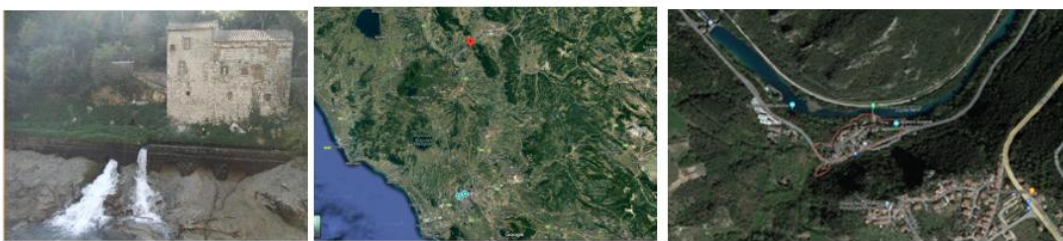


Figura 84. Flussi di cassa relative alle diverse configurazioni

L'investimento con pompa di calore risulta particolarmente più conveniente rispetto alla configurazione con caldaia se si riesce ad accedere alle detrazioni previste dall'Ecobonus, attestando così un tempo di ritorno di soli 4,9 anni oltre ai vantaggi già descritti.

### 5.3 STIF-ONE (Sustainable Transition Innovation Framework n. 1)

Il caso studio riguarda un progetto di fattibilità tecnico-economica realizzato per il borgo di Stifone situato in Umbria nel comune di Narni, questo progetto ha come scopo la completa riqualificazione del borgo sia a livello energetico che ambientale. L'intento è quello di creare una comunità energetica a livello locale grazie alla rimessa in funzione della storica centrale idroelettrica "Aldobrando Netti" datata 1892 (una delle prime in Italia) aiutandosi con l'implementazione anche di un impianto fotovoltaico per rendere il borgo autosufficiente dal punto di vista energetico ed eco-sostenibile. Il progetto è di ampio respiro e prevede una serie di interventi complementari ad alto contenuto tecnologico per migliorare le condizioni di sostenibilità di tutta la zona interessata.



**Figura 85. Immagini caratteristiche del borgo di Stifone**

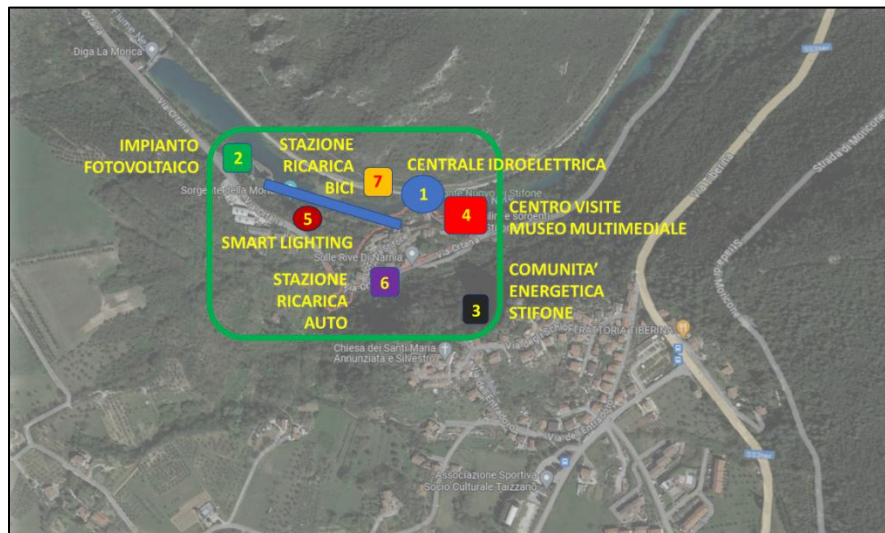
Il borgo è situato lungo la via Ortana che collega Narni ad Orte ed è costituito da tutta una serie di caratteristiche storico-culturali nonché ambientali che lo rendono un posto unico nel suo genere; nel borgo sono presenti:

- Sito archeologico di origine Etrusca e Romana;
- Una vecchia centrale idroelettrica dismessa, con valore storico e didattico, tra le prime in Italia;
- Pista ciclopedonale che collega Stifone alla cascata delle Marmore e che continua per tutta la Valnerina;
- Zona turistica di rilevanza lungo il fiume Nera nei pressi del borgo con la presenza di sorgenti diffuse per bagni estivi;
- Alcune case storiche che ospitano anche attività artistiche e artigianali;
- Alcune attività commerciali e ristorative.

Il cuore del progetto prevede la rimessa in funzione della storica centrale con annessa, seppur cospicua come vedremo in seguito, produzione di energia rinnovabile che aiuterebbe a riqualificare tutta la zona bassa del borgo; tuttavia, sono previsti diversi interventi integrati nel borgo al fine di renderlo accessibile e altamente tecnologico (Figura 86):

- Recupero della centrale idroelettrica di Stifone, intitolata all'Ing. Aldobrando Netti, con trasparenze e multimedialità;
- Realizzazione impianti fotovoltaici;
- Realizzazione comunità energetica estesa all'intero borgo;
- Realizzazione centro visite e di formazione con museo multimediale sulle comunità energetiche e sulle fonti rinnovabili;
- Realizzazione impianto di smart lighting e passeggiata lungofiume;

- Realizzazione stazione di ricarica di veicoli automobili annessa al centro visite;
- Realizzazione stazione di ricarica per biciclette inserite nella pista ciclopedonale;



**Figura 86. Ipotesi dei principali interventi di riqualificazione del borgo di Stifone**

Attualmente il Borgo nonostante sia un punto di forte attrazione turistica, soprattutto dalle zone di Roma durante l'estate, e nonostante fu teatro della realizzazione di una delle prime centrali elettriche dell'Italia centrale, non presenta alcuna infrastruttura che testimoni tale passato e che sia degna di nota. Per quanto riguarda la produzione di energia proveniente da fonti rinnovabili si denota la totale assenza di generazione, a parte la centrale idroelettrica di Recentino distante pochi chilometri a Est ma non facente parte del borgo.

La centrale è totalmente dismessa, rimane soltanto l'edificio storico con le mura perimetrali e assenza di tetto, l'intervento dovrà perciò includere l'intera riqualificazione del sito, dalla parte strutturale a quella dedicata alla produzione di energia idroelettrica.



**Figura 87. Stato attuale della storica centrale “Aldobrando Netti”**

Anche le condizioni idrogeologiche attuali sono molto diverse rispetto al passato poiché causa la realizzazione della diga a valle del fiume Nera appartenente alla centrale di Recentino, il livello delle acque si è innalzato riducendo il salto utile alla produzione dell’energia.

Lo studio realizzato prevede la rimessa in funzione della centrale con il calcolo effettivo dell’energia che può essere prodotta nelle condizioni attuali e l’installazione di un impianto fotovoltaico, il tutto ipotizzando l’istituzione di una comunità energetica locale che aiuterebbe energeticamente gli utenti del Borgo.

### **5.3.1 Analisi tecnica della nuova centrale idroelettrica**

La nuova centrale idroelettrica sorgerà esattamente dove era posizionata la storica centrale Aldobrando Netti (1892), nella parte bassa del borgo di Stifone, adiacente alle medesime sorgenti ed in prossimità del fiume Nera che scorre nella vallata sottostante. Tutto ciò renderà necessario il recupero del vecchio edificio che ospitava la centrale oramai caduto in disuso da molti anni, del quale rimangono solo delle rovine. La storica centrale confina con il centro visite, dove alloggiava l’antico mulino del padre di Aldobrando Netti, recentemente tornato in possesso del comune di Narni e sede di nuova completa ristrutturazione che vedrà termine alla fine questo anno.



**Figura 88. Immagine della situazione attuale delle sorgenti di Stifone con il relativo deflusso verso il fiume Nera**

Come si evince dalla Figura 88, le sorgenti di Stifone che alimentavano la storica centrale sono posizionate esattamente al livello del primo piano della stessa, di fronte all'ingresso, e tutt'oggi rappresentano una valida possibilità di funzionare da vettore energetico per la produzione di energia elettrica rinnovabile seppur in maniera ridotta rispetto alla vecchia configurazione.

Il flusso una volta attraversato lo stramazzo si divide in due vie differenti, la prima va a riempire il bacino, la seconda scorre verso sinistra laterale al medesimo, ma con un'altezza inferiore lo bypassa e si defila verso il fiume Nera percorrendo una curva che lo riporta in maniera dolce verso il piano terra della storica centrale e oltrepassandola tutta, tramite un piccolo canale, attraversa il nuovo centro visite terminando la sua corsa nel fiume sottostante.

I dati idraulici della storica centrale sono totalmente differenti da quelli di un eventuale rinnovamento con moderne tecnologie. Ad oggi il livello della sorgente è sicuramente minore, ciò comporta una riduzione della portata che è stata stimata tramite lo stramazzo, dal quale transita tutto il deflusso delle sorgenti come mostra la Figura 23.

La formula utilizzata è tipica dello stramazzo rettangolare a parete sottile:

$$Q = 1810 h^{3/2} b \quad (34)$$

Dove

$Q$  = portata [ $m^3 s^{-1}$ ]

$h$  = carico sullo stramazzo [m]

$b$  = larghezza dello stramazzo [m]

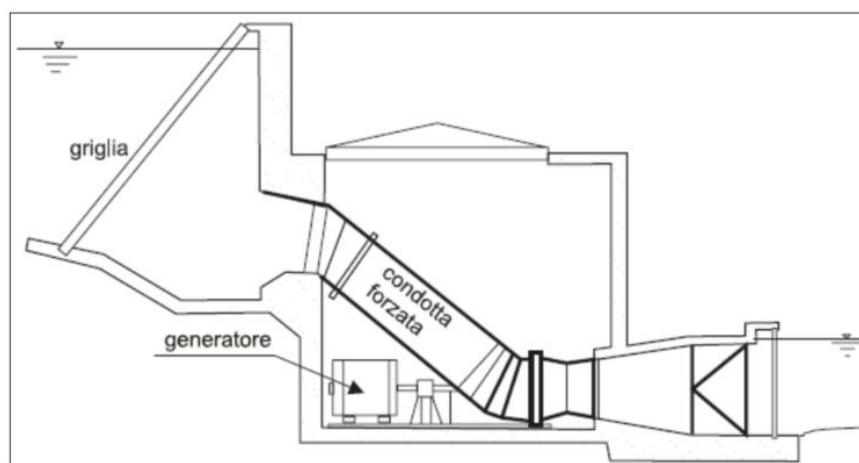
Da una misurazione accurata la portata di progetto  $Q_P$  può essere assunta in media pari a 120 l/s con qualche possibile variazione dovuta alla stagionalità.



**Figura 89. Stramazzo rettangolare a parete sottile**

L'impianto potrebbe assumere la vecchia configurazione rientrando nella tipologia denominata "impianti a pelo libero con condotte forzate"; in tali impianti il condotto derivatore è costituito da un canale a pelo libero, che termina nella vasca di carico dalla quale inizia la condotta forzata (Figura 90). Lo sbarramento crea un modesto invaso atto alla regolazione giornaliera o, al massimo, settimanale.

Le opere di presa assumono qui notevole importanza e devono essere completate da sghiaiatori e dissabbiatori.



**Figura 90. Esempio di impianto con vasca di carico in prossimità della condotta forzata**

Gli impianti di questo tipo non sono atti a rapide e notevoli variazioni di portata e quindi non possono effettuare servizio di punta. Anche per questo motivo il loro impiego diviene sempre meno frequente, tranne che per gli impianti fluviali.

Il flusso che ora si divide in due corsi di acqua differenti dovrà essere derivato con specifiche opere idrauliche di captazione e convogliato in un unico bacino di carico idrico, il quale servirà a ripartire la portata fra le condotte forzate e ad attenuare le oscillazioni di livello conseguenti alle variazioni della portata richiesta dalle turbine; in caso di un'adeguata capacità, consentirà anche la regolazione giornaliera. La vasca di carico deve essere munita di uno scarico di fondo, per lo svuotamento e la pulizia, e di uno scarico di superficie (sfioratore, sifoni autolivellatori o paratoie automatiche) per lo smaltimento della portata esuberante in caso di diminuzione o arresto dell'erogazione di acqua alle condotte forzate; le dimensioni dello scarico superficiale sono da stabilirsi in relazione con la portata massima del canale, con il franco di esso, nonché con la massima altezza d'onda prevedibile in caso di brusco arresto delle turbine conseguente a distacco improvviso del carico.



**Figura 91. Dettaglio della vasca di carico esistente in prossimità dell'ingresso della storica centrale**

Essendo il flusso totalmente derivabile tramite le opere di presa si può stimare volume annuo derivato di circa 3,3 milioni di metri cubi di acqua.

Il salto lordo stimato inteso come distanza verticale tra il livello del pelo d'acqua alla presa (o nella vasca di carico) e quello nel canale di scarico per le turbine a reazione oppure l'asse dei getti per le turbine ad azione; il valore, espresso in metri, è ritenuto di 4,5 metri ai quali andranno sottratte le perdite continue e localizzate.

Le perdite continue sono causate dalle caratteristiche della condotta forzata che si possono così riassumere:

- Lunghezza della c.f. espressa in m;
- Velocità di progetto nella c.f.:  $V_{cf}$  generalmente variabile tra 4-7 m/s;
- Scabrezza di Strickler:  $K_s$  che indica la rugosità della tubazione della condotta forzata. Dipende dal tipo di materiale, è pari a  $75-85 \text{ m}^{(1/3)} / \text{s}$  per l'acciaio in buone condizioni;
- Diametro teorico della c.f.: il diametro teorico  $D$  della c.f., in m, è calcolato attraverso la seguente formula:

$$D = \sqrt{\frac{4 * Q_p [m^3/s]}{\pi * V_{cf}}} \quad (35)$$

Avendo assunto un valore medio della scabrezza di  $80 \text{ m}^{1/3} / \text{s}$ , il diametro teorico della condotta forzata assume il valore di 0,174 m e può essere trasformato nel **diametro commerciale di progetto**  $D_{\text{com}} = 0,200 \text{ m}$ .

- Cadente massima in c.f.: la cadente massima  $J_{\text{max}}$  indica la perdita di carico per unità di lunghezza nelle condizioni di massima portata transitante ( $Q_p$ ), ed è calcolata attraverso la formula di Manning:

$$J_{\text{max}} = \frac{10,29 * Q_p [m^3/s]}{K_s^2 * D_{\text{comm}}^{5,33}} \quad (36)$$

La formula completa è quella della **massima perdita continua** in c.f. ( $\Delta h_{\text{CONT}}$ , in m), pari al prodotto tra la lunghezza  $L$  della tubazione di diametro  $D_{\text{comm}}$  e la cadente massima ( $J_{\text{max}}$ , calcolata con la formula di Manning):

$$\Delta h_{\text{CONT}} = L * J_{\text{max}} \quad (37)$$

Le **perdite localizzate** sono ( $\Delta h_{\text{LOC}}$ ), dovute a singolarità quali cambio di sezione, curve nel tracciato del canale, presenza di ostacoli come valvole o griglia, ecc., sono espresse come percentuale dell'altezza cinetica:

$$\Delta h_{\text{LOC}} = \alpha * \frac{V * Q_p^2}{2g} = \alpha * \frac{Q_p [m^3/s]}{2g} * \frac{16}{\pi^2 * D_{\text{COMM}}} \quad (38)$$

Dove  $\alpha$  dipende tanto dalla tipologia quanto dal numero delle singolarità che generano una perdita localizzata ed è assunto pari a 0,9 visto che la condotta forzata non presenta singolarità importanti; la perdita localizzata vale 0,65 m.

Possiamo così giungere al valore finale del **salto netto** alla portata di progetto, ossia il salto lordo depurato di **perdite continue e localizzate**, quando transita la  $Q_p$ . Il valore è calcolato mediante la seguente formula:

$$H_N = H_L - \Delta h_{\text{CONT}} - \Delta h_{\text{LOC}} \quad (39)$$

Si sottolinea che le perdite calcolate tramite le formule  $\Delta h_{\text{LOC}}$  e  $\Delta h_{\text{CONT}}$  sono da considerarsi relative alla portata di progetto. Quando la portata derivata è minore della  $Q_p$  sia le perdite continue sia le localizzate diminuiscono in ragione del quadrato della portata. Il salto utile netto è stato calcolato pari a 3,49 m.

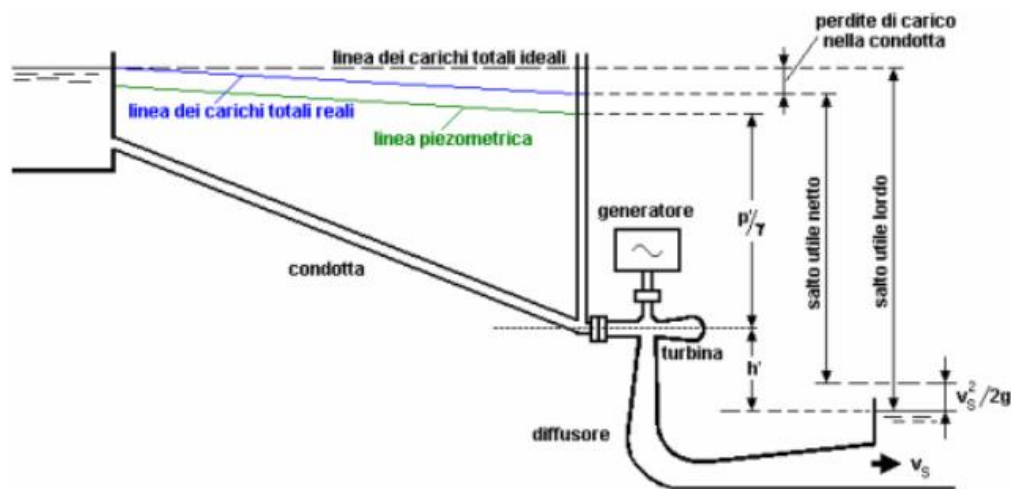


Figura 92. Rappresentazione grafica delle principali grandezze fisiche calcolate nelle equazioni

La **potenza teorica disponibile**, calcolata in Watt risulta essere:

$$P = \gamma * Q_p * H_L \quad (40)$$

Da questa quantità vanno però sottratte le perdite  $\Delta h_{\text{CONT}}$ ,  $\Delta h_{\text{LOC}}$ . Si ottiene quindi:

$$P = \gamma * Q_p * H_N \quad (41)$$

Per arrivare alla **potenza effettiva**, cioè quella corrispondente alla potenza effettivamente sviluppabile dai generatori per quella portata e quel salto si utilizza la seguente formula finale:

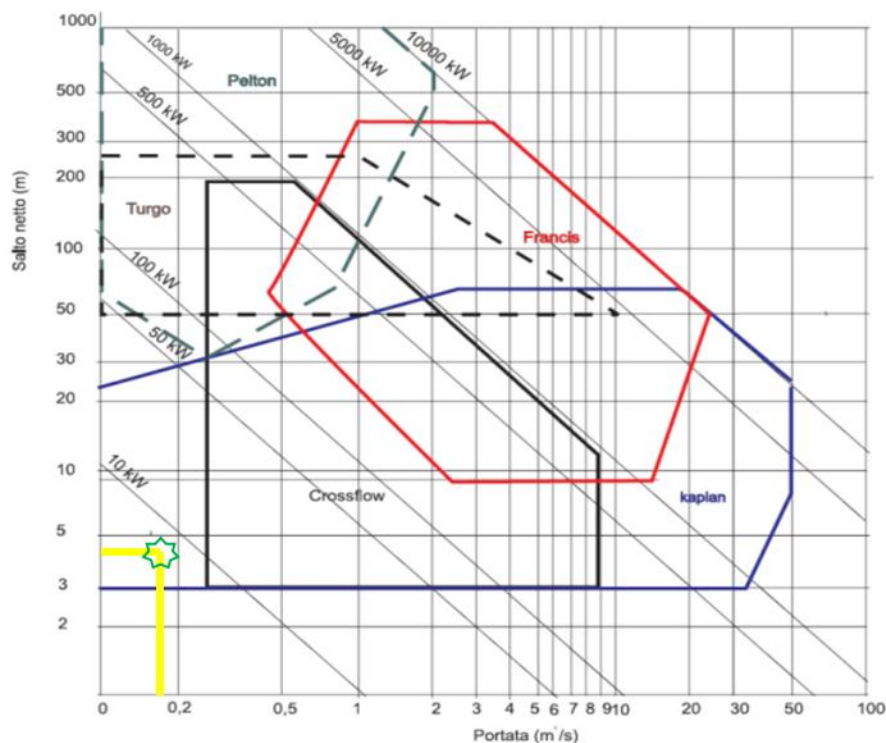
$$P_e = 9,81 * \eta_t \eta_{tr} \eta_g * Q_p * H_N \quad (42)$$

Con:

- $\eta_t$  rendimento della turbina;
- $\eta_{tr}$  rendimento del trasformatore;
- $\eta_g$  rendimento del generatore.

Per quanto riguarda la scelta della turbina ci viene in aiuto il grafico in Figura 93, la scelta risulta abbastanza obbligata; l'unica zona “coperta” da una turbina in corrispondenza dalle caratteristiche idrauliche precedentemente calcolate è la Kaplan. La turbina Kaplan è una turbina di tipo assiale: il flusso d'acqua che fa girare le pale dell'elica entra ed esce in direzione assiale rispetto all'asse di rotazione della girante. Le pale sono orientabili in guisa, per ogni posizione del distributore e quindi per ogni valore della portata, la ruota si deforma allo scopo di presentare la più adatta

inclinazione delle pale per avere un imbocco regolare nella girante ed una velocità assoluta di uscita praticamente assiale.



**Figura 93. Grafico di aiuto per la scelta della turbina**

La curva di rendimento, per come si nota dalla Figura 28, gode delle seguenti caratteristiche:

- andamento molto piatto fra il 50 ed il 100% della portata massima;
- caduta di rendimento abbastanza ritardata alle piccole portate;
- annullamento del rendimento per valori dell'ordine del 15% della portata massima, a causa degli attriti della ruota in rotazione nell'acqua.

L'orientabilità delle pale ha un effetto favorevole anche nel funzionamento a caduta variabile e ciò è di grande importanza per quelle turbine che sono destinate a funzionare negli impianti fluviali con forti oscillazioni di salto.

Il meccanismo di comando delle pale è contenuto nel mozzo della ruota, che è di notevole diametro, ed è perfettamente stagno e pieno di lubrificante. Il comando della doppia regolazione (distributore e ruota) è automatico e realizzato per mezzo di un'opportuna camma.

L'installazione più comune per le turbine Kaplan è ad asse verticale. Il diffusore assume per tale tipo di turbina un'importanza fondamentale, dato l'elevato valore del termine cinetico allo scarico della ruota.

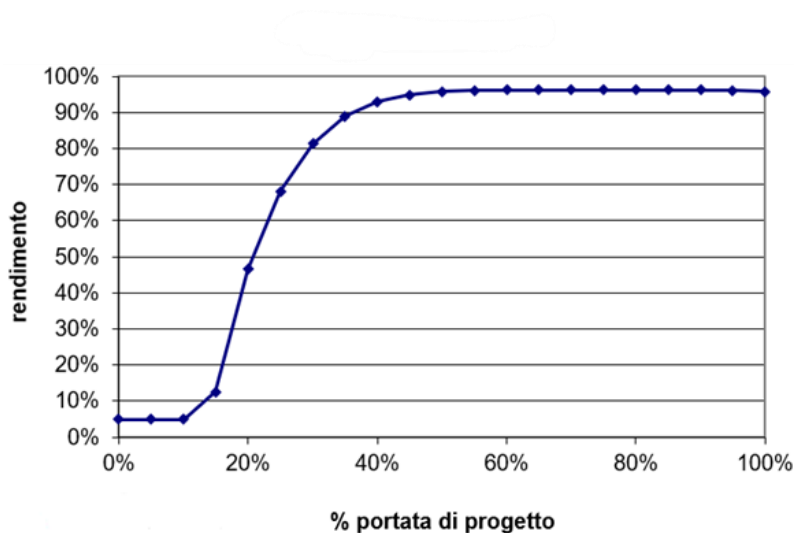


Figura 94. Curva di rendimento della turbina Kaplan

Dal grafico possiamo notare come l'efficienza della turbina si attesti in media intorno al 95%.

L'efficienza del generatore è sicuramente meno elevata ed è pari al rapporto tra la potenza elettrica prodotta dal generatore e la potenza meccanica trasmessa dalla turbina all'albero del generatore stesso; generalmente varia tra 93% e 97%.

Per quanto riguarda il trasformatore, essendo una macchina statica, si possono raggiungere livelli di efficienza molto elevati. Le perdite sono dovute a fenomeni riconducibili all'isteresi ed alle correnti parassite. Il range di efficienza può variare tra il 96% e il 99%.

Una volta stabiliti i rendimenti è possibile valutare tutte le potenze necessarie che caratterizzano la nuova centrale:

- **Potenza massima dell'impianto [kW]:**

$$P_{max} = \frac{1}{1000} * \gamma * Q_p * H_N * \eta_t \quad (43)$$

dove  $\gamma$  è il peso specifico dell'acqua (= 9810 N/m<sup>3</sup>), la potenza è stimata in 4kW;

- **Potenza nominale dell'impianto**, per semplicità viene considerata pari al 90% della potenza massima, è pari a 3kW;
- **Potenza media dell'impianto** [kW]:

$$P_{MED} = \frac{1}{1000} * \gamma * Q_{M-DER} * H_N * \eta_t \quad (44)$$

la Potenza media dell'impianto  $P_{MED}$  è la potenza calcolata con la portata media derivata  $Q_{(M-DER)}$ , ed è pari al valore di 4kW.

Dalle potenze calcolate possiamo ricavare il valore della produzione annua di energia **E\_ANNUA** pari all'integrale della potenza nel periodo temporale di funzionamento dell'impianto; è pertanto utilizzata la formula:

$$E_{ANNUA} = \frac{1}{1000} * \eta_{tot} * (1 - f) * \int_0^{8760} P(t) dt \quad (45)$$

dove  $f$  rappresenta la percentuale di fermo impianto, 8760 sono le ore comprese in un anno,  $\eta_{tot}$  è il rendimento elettrico totale dell'impianto (pari al prodotto di  $\eta_t$ ,  $\eta_g$  e  $\eta_{tr}$ ), mentre  $P(t)$  rappresenta l'andamento della potenza, espressa in kW, generata dall'impianto, calcolata tramite la formula:

$$P(t) = \frac{1}{1000} * \gamma * Q_{DER}(t) * H_N * \eta_t \quad (46)$$

dove  $P(t)$  e  $Q_{DER}(t)$  sono espressi, rispettivamente, in kW ed in m<sup>3</sup>/s, mentre  $\gamma$  è il peso specifico dell'acqua (= 9810 N/m<sup>3</sup>).

Il valore dell'**energia prodotta annua** è di circa 25 MWh, mentre per quanto concerne la potenza possiamo ricavarne l'andamento in funzione della durata come mostra la Figura 95.

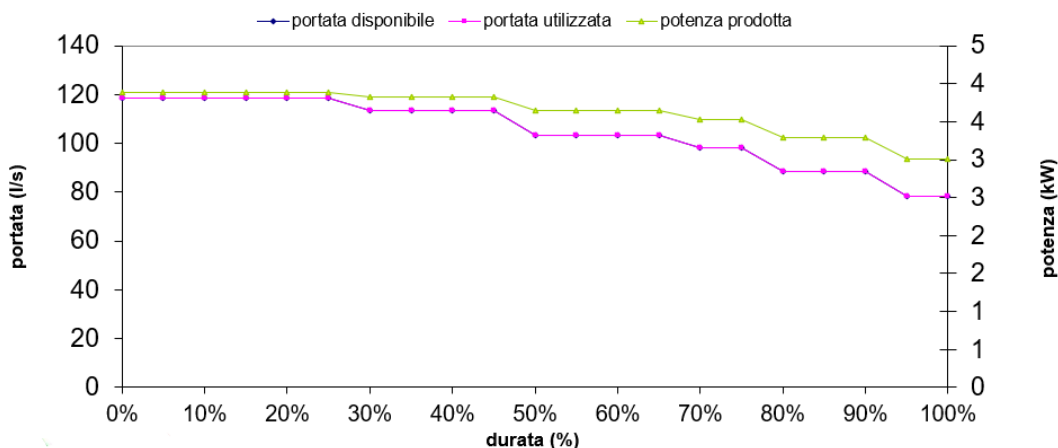


Figura 95. Curve delle durate di portata e potenza

Dal grafico si può notare come durante l'anno si abbia sempre a disposizione “una capacità” di **potenza utile continuativa** di almeno 3 kW, con una **media di periodica** di 4kW.

### 5.3.2 Proposta di riqualificazione della centrale idroelettrica

La configurazione prevede la rimessa in funzione della storica centrale cercando di riprendere la precedente architettura che risulta ancora oggi essere la più efficiente a livello tecnico-economico, con la differenza che all'epoca, essendo sia la portata che il salto leggermente superiori, veniva utilizzata una turbina Francis ad oggi poco conveniente.

Partendo dalle fonti diventa necessario, dopo aver effettuato una bonifica delle stesse, convogliare il flusso, denominato “corso 2” (Figura 88), nel bacino idrico esistente, riuscendo a sfruttare l'intera portata odierna delle sorgenti di Stifone. Per ottenere questa configurazione dovranno essere installate delle nuove paratie automatizzate; una volta captata tutta la portata disponibile nel bacino idrico si dovrà passare alla messa in opera della condotta forzata che convoglierà il flusso verso il locale inferiore dello stabile dove sarà installata la nuova turbina di tipo Kaplan (non da escludere la possibilità di installarne una di riserva per ottimizzare la gestione operativa). Dovranno essere realizzate anche tutte le opere civili per la manutenzione e la messa in sicurezza di tutta la zona adiacente nonché dell'edificio della storica centrale che andrà totalmente recuperato.

Questa architettura rispecchia esattamente quella della storica centrale come ci viene mostrato dalla Figura 96 e dalla Figura 97.

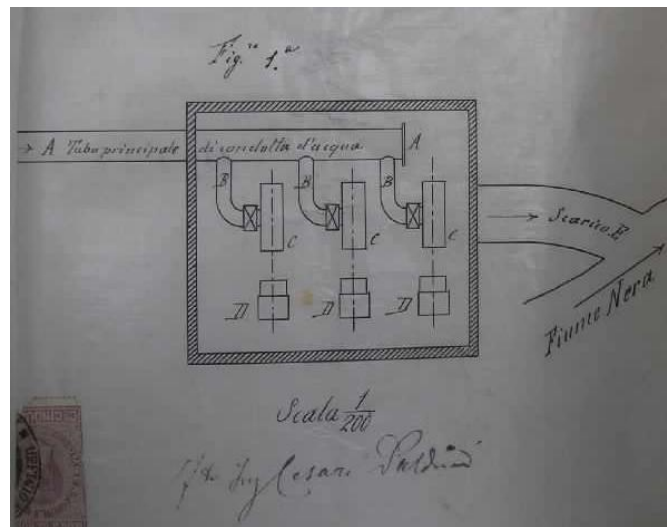


Figura 96 Architettura delle turbine nella storica centrale Netti.



Figura 97. Disposizione primordiale delle turbine nel locale macchine sito al piano inferiore della storica centrale Netti

La turbina sarà installata grazie ad una apposita struttura ad una giusta altezza al di sopra del livello dell'acqua in modo da ottimizzare lo scarico nel fiume Nera sottostante, il tutto sarà messo in opera con trasparenze in modo da risultare visibile il funzionamento a tutti gli utenti che lo renderanno opportuno.

Per quanto concerne la turbina, l'unica scelta plausibile, in base all'analisi tecnica, ricade nella Kaplan che può essere suddivisa in due principali tipologie:

- Kaplan a flusso assiale;
- Kaplan a flusso verticale.

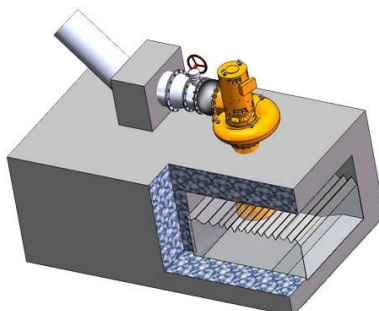
Entrambe le soluzioni sono molto compatte e di facile installazione.

La prima tipologia prevede la messa in opera in posizione verticale con un'entrata della condotta in turbina completamente sigillata (Figura 98); il motore è integrato nella turbina stessa e può essere sia a magneti permanenti che ad eccitazione senza spazzole. La soluzione è molto compatta, facile da installare e affidabile.



**Figura 98. Turbina Kaplan a flusso assiale**

Questa tipologia di turbina arriva fino a 5,5 kW, con una dimensione intorno ai 1000 mm di altezza e 250 mm per la tubazione di ingresso.



**Figura 99. Rendering di installazione della Kaplan a flusso assiale**

L'installazione prevede la messa in opera di una condotta forzata innestata nell'imbocco della turbina che è dotata di pale fisse con scarico del flusso verso il basso (Figura 99).

Un'altra possibile scelta della turbina ricade sulla tipologia Kaplan ad asse verticale, una possibile soluzione è rappresentata nella Figura 34, come si può notare la turbina è fornita di pale sulla parte inferiore (Low Head) ed ha integrato direttamente sull'albero principale il motore elettrico rendendo la soluzione compatta ed efficiente.



**Figura 100. Turbina Kaplan ad asse verticale**

La struttura necessaria prevede il convogliamento del flusso solamente sulla parte inferiore, lasciando il resto della turbina totalmente scoperta in aria, questo la rende molto pratica sia a livello di installazione ma soprattutto per quanto riguarda la gestione e la manutenzione, inoltre gode di una visibilità elevata per gli utenti rendendola ottimale per un eventuale flusso di visitatori.

Le dimensioni e il peso di questa tipologia di turbina sono ridotte possono andare dagli 800 ai 1200 mm di altezza con un diametro intorno ai 250 mm ed un peso che varia dai 30 ai 60 kg, altre informazioni sono rese disponibili nella seguente Figura 101.

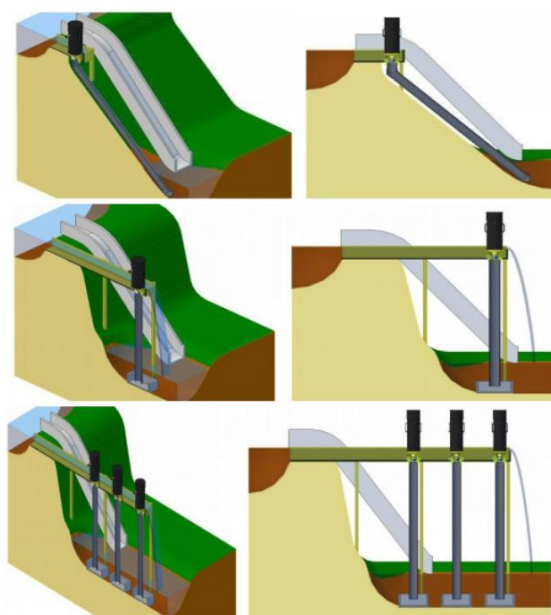
#### **Caratteristiche tecniche**

Dimensioni: diametro 300mm x 1050mm  
 Potenza di uscita: fino a 1500 watt / turbina.  
 Installazioni modulari: fino a 15 kW con le turbine versione PRO (su richiesta)  
 Turbina di tipo elica a reazione in acciaio inossidabile.  
 Generatore: dimensioni 270mm Smart Drive a magneti permanenti (PMG) trifase  
 Rettifica: 100 amp raffreddato ad aria  
 Generatore efficienza: > 70% e fino al 80% in condizioni ideali  
 Involucro: in plastica LDPE 3 mm di spessore  
 Albero: 25 mm in acciaio inossidabile  
 Garanzia: 2 anni estendibile a 10 anni  
 Prevalenza statica range: da 1 a 5 m  
 Portata massima / turbine: 880 rpm (55 l / s)  
 Portata minima / turbine: 400 rpm (25 l / s)  
 Voltaggi: Impianti Off-grid tensione del cavo 150-250 VCC, voltaggio operativo 40-120 VCC, in connessione alla rete via cavo tensione fino a 400 VCC, voltaggio operativo 160-200 VCC  
 Peso con imballo Kaplan Pro: 29kg (con pulitore automatico)  
 Peso con imballo Kaplan: 23 kg (senza pulitore automatico)  
 Tutte le turbine Fuori rete di distribuzione con regolatore MPPT possono caricare gruppi batterie da 12/24 o 48 Volt eccetto la versione PLT 40 che può essere usata in sistemi a 12 e 24Volt.

**Figura 101. Caratteristiche tecniche di una possibile turbina Kaplan**

L'installazione della turbina in questo caso non prevede la messa in opera di una condotta forzata ma una semplice struttura per il convogliamento a pelo libero del flusso di acqua che alimenta la testa della turbina (Figura 102); si può optare per l'installazione in serie di più turbine fino al raggiungimento di 15 kW, rendendo il progetto anche scalabile per un eventuale sviluppo futuro.

Dato il basso salto, essendo limitata la differenza di pressione tra il bacino a monte e il posizionamento della turbina a valle, la differenza tra una condotta forzata e un canale a pelo libero diventa praticamente trascurabile. Questa soluzione permetterebbe la completa visualizzazione del percorso del flusso di acqua e il funzionamento della turbina rendendo il tutto più illustrativo a livello didattico.



**Figura 102. Rendering delle possibili installazioni della turbina ad asse verticale**

Facendo seguito all'analisi tecnica svolta vengono riassunte nella seguente tabella le principali caratteristiche tecniche utilizzabili per una possibile prima soluzione di intervento per la rimessa in funzione della storica centrale.

| GRANDEZZA                                             | UNITA' DI MISURA     | VALORE       |
|-------------------------------------------------------|----------------------|--------------|
| Portata                                               | m <sup>3</sup> /s    | 0,118        |
| Volume annuo derivabile                               | m <sup>3</sup>       | 3.307.526,00 |
| Densità                                               | kg/m <sup>3</sup>    | 1000         |
| Accelerazione di gravità g                            | m/s <sup>2</sup>     | 9,8          |
| Dislivello lordo                                      | m                    | 4,5          |
| Perdite per attrito del fluido nella condotta forzata | m                    | 0,36         |
| Perdite localizzate                                   | m                    | 0,65         |
| Dislivello netto                                      | m                    | 3,49         |
| Potenza massima dell'impianto                         | kW                   | 4            |
| Potenza media dell'impianto                           | kW                   | 3            |
| Potenza nominale dell'impianto                        | kW                   | 4            |
| Efficienza totale (meccanica ed elettrica)            | $\eta$               | 80           |
| Produttività energetica annua                         | MWh                  | 25           |
| Emissioni evitate annue                               | T di CO <sub>2</sub> | 9,92         |

Figura 103. Principali caratteristiche tecniche della centrale di Stifone

### 5.3.3 Analisi finanziaria della riqualificazione proposta

Di seguito viene effettuata una sintetica analisi economica del caso Base che prevede la rimessa in funzione della centrale con tutte le opere idrauliche, civili ed elettriche necessarie tenendo fuori il recupero dello stabile che verrà conteggiato a parte poiché rappresenta la parte più onerosa (Tabella 9).

Il costo dell'investimento iniziale prevede:

- Opere civili: bonifica delle sorgenti con la messa in opera di tutti sistemi di captazione, regolazione, gestione e manutenzione del flusso idraulico;
- Apparat elettromeccanici e centrale: installazione della turbina e del generatore con il sistema di regolazione e di automazione, messa in opera del quadro di alimentazione elettrico con relativi apparati di sicurezza per la connessione in rete;
- Amministrazione e progettazione.

Tabella 9. Riassunto costi investimento iniziale

| VOCE OPERA                           | UNITA' DI MISURA | VALORE |
|--------------------------------------|------------------|--------|
| Opere civili                         | €                | 30.000 |
| Apparati elettromeccanici e centrale | €                | 15.000 |
| Amministrazione e progettazione      | €                | 5.000  |
| Varie ed eventuali                   | €                | 5.000  |
| TOTALE                               | €                | 55.000 |

Una volta stabilite le voci ed i costi relativi all'investimento iniziale si propone una analisi finanziaria per effettuare uno studio di valutazione dell'investimento, di seguito i dati di input (Tabella 10).

Tabella 10. Dati di input per l'analisi finanziaria

| DATI DI INPUT                          | UNITA' DI MISURA  | VALORE |
|----------------------------------------|-------------------|--------|
| Portata                                | m <sup>3</sup> /s | 0,118  |
| Potenza nominale dell'impianto         | kW                | 4      |
| Investimento totale                    | €                 | 55.000 |
| Produttività energetica annua          | MWh               | 25     |
| Costo dell'energia elettrica           | €/kWh             | 0,2    |
| Produttività economica annua           | €                 | 5.000  |
| Costo annuo di gestione e manutenzione | €                 | 550    |
| Tasso di attualizzazione               | %                 | 5      |

Di seguito il prospetto finanziario con il calcolo dei principali parametri (Tabella 11).

Tabella 11. Dati di output dell'analisi finanziaria

| VOCE                               | UNITA' DI MISURA | VALORE    |
|------------------------------------|------------------|-----------|
| Valore attuale netto (VAN)         | €                | 13.407,41 |
| Indice di rendimento attualizzato  | [-]              | 0,24      |
| Tempo di ritorno dell'investimento | anni             | 12,36     |
| Periodo di pareggio attualizzato   | anni             | 19,5      |

Infine, viene riportato un grafico con i flussi di cassa per tutto il periodo dell'investimento (Figura 104).

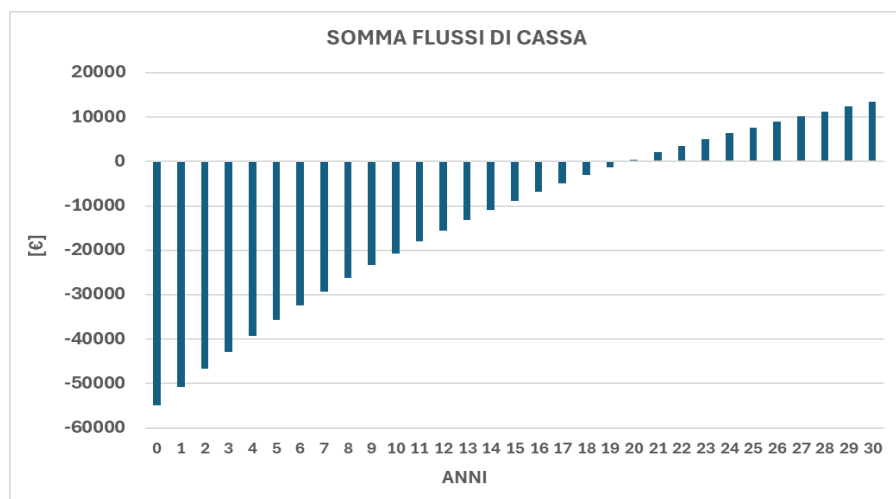


Figura 104. Flussi di cassa durante l'intero periodo dell'investimento

Ponendo attenzione sul fatto che la potenza erogata dalla centrale non è elevatissima, si può ipotizzare che tutta l'energia prodotta sarà utilizzata per alimentare il centro visite adiacente e il sistema di smart lighting del borgo evitando così la necessità di acquistarla direttamente dalla rete. Il tempo di pareggio attualizzato, stimato in meno di 20 anni, ci mostra come l'investimento risulti conveniente.

Se si considerasse l'ipotesi relativa al recupero dello storico edificio della centrale che risulta la parte più onerosa, tali costi inciderebbero in maniera tale da spostare il tempo di pareggio attualizzato superiore ai 30 anni.

È evidente, però, che in questo caso, l'analisi deve considerare gli aspetti relativi alle caratteristiche e agli obiettivi divulgativi e di immagine che rendono l'investimento comunque di elevato interesse.

#### **5.3.4 Impianto di produzione fotovoltaico**

L'installazione dei pannelli fotovoltaici è di vitale importanza per ottenere una maggior produzione di energia da fonte rinnovabile, ad oggi risulta la tecnologia più conveniente sia come facilità di installazione sia nelle tempistiche che nei costi. A dimostrazione di ciò possiamo fare riferimento agli ultimi dati provenienti dal portale GAUDI di TERNI nel quale si afferma che nel 2023 sono stati connessi 373.929 impianti fotovoltaici (+85%rispetto al 2022), il 23% del totale degli impianti allacciati nel complesso, per una potenza di 5,23 GW (+111% su 2022).

Una delle zone presa in considerazione, dopo un'attenta analisi del territorio, risulta posizionata nella frazione di Taizzano, la quale risiede nella zona perfettamente sovrastante il borgo di Sifone (Figura 105); inoltre, entrambi i borghi sono appartenenti alla medesima cabina primaria, condizione necessaria affinché possano entrare a far parte della stessa comunità energetica.



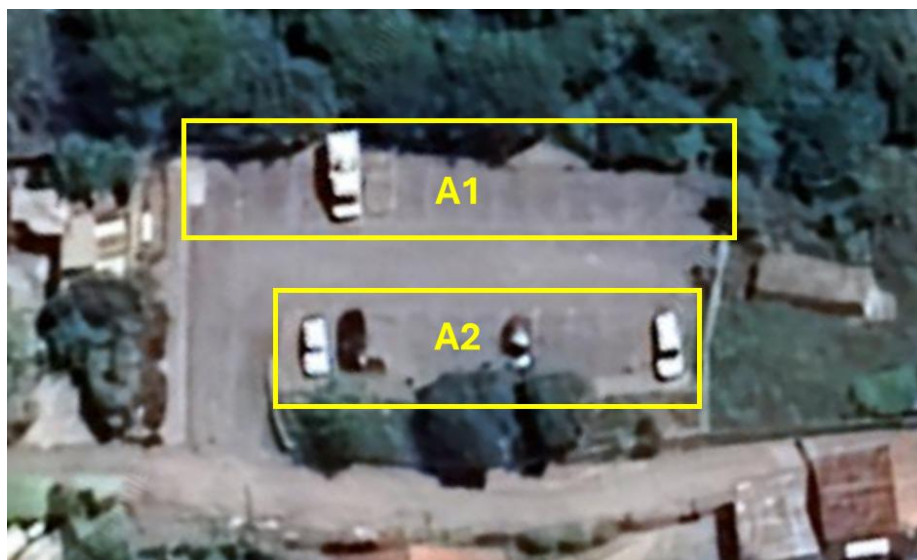
**Figura 105. Borghi di Stifone e Taizzano**

Nello specifico si tratta di uno spazio adibito a parcheggio pubblico, un'area idonea sia dal punto di vista della destinazione d'uso, ottimale per l'installazione di pensiline per copertura auto, sia per quanto riguarda vincoli paesaggistici ed esposizione alla radiazione solare. L'area del parcheggio (Figura 105), sita in via dell'Entradoro, risulta essere all'incirca di 550 m<sup>2</sup> caratterizzata da due file parallele di parcheggi dove possono essere installate le coperture a pensilina.



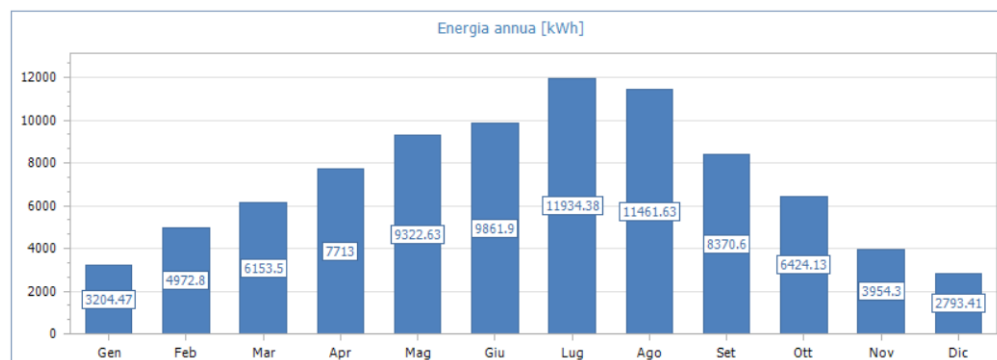
**Figura 106. Area di interesse all'interno del borgo di Taizzano idonea all'installazione dei pannelli solari**

Lo spazio idoneo all'installazione del fotovoltaico è suddiviso nelle due aree riservate alla sosta dei veicoli ed hanno, all'incirca, un'estensione rispettivamente di  $A_1 = 180 \text{ m}^2$ ,  $A_2 = 160 \text{ m}^2$ , come riportato nella figura.



**Figura 107. Aree dedicate all'installazione dei pannelli fotovoltaici**

Da una prima simulazione, ottenuta tramite software, la potenza installata in queste aree complessivamente si attesta intorno ai 70 kWp con esposizione Sud-Ovest, in linea con la densità di potenza stimata di 1kWp ogni 5 mq. Per quanto riguarda la producibilità annua, l'energia prodotta si attesta intorno al valore di 86.000 kWh con una distribuzione mensile riportata nella Figura 108.



**Figura 108. Producibilità di Energia annua suddivisa per mensilità**

Dalla producibilità mensile possiamo ricavare anche la produzione di energia tipo giornaliera per ogni stagione (Figura 108).

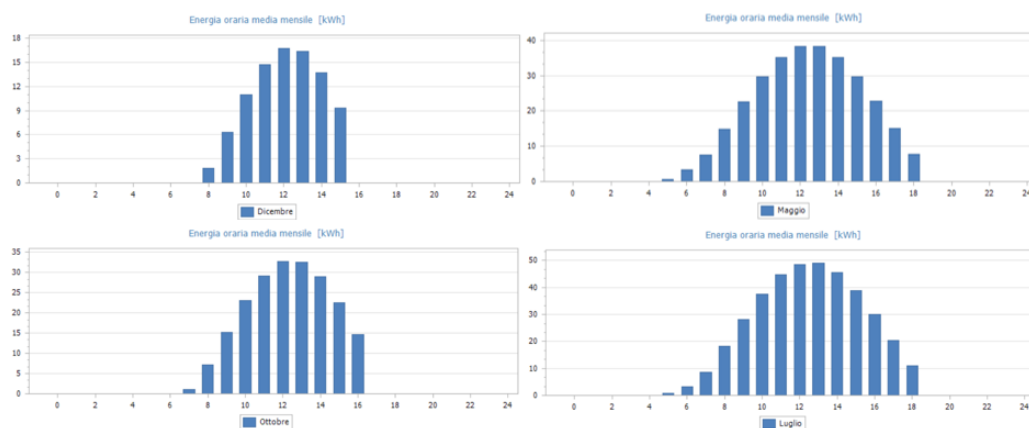


Figura 109. Produzione di Energia di un giorno tipo stagionale

In seguito, verranno analizzati i dati energetici utili in ambito della comunità energetica con relative analisi economico – finanziarie.

### 5.3.5 Upgrade della centrale idroelettrica

Uno step evolutivo importante sarebbe quello di sviluppare un sistema idraulico più complesso che permetta una migliore gestione dei flussi di potenza provenienti dalla produzione della centrale idroelettrica al fine di gestire al meglio la domanda di picco di energia del Borgo di Sifone, nonché di quello adiacente di Taizzano. Ottimizzando l'energia condivisa nella comunità energetica viene garantita una maggiore incentivazione, ciò si ottiene garantendo un matching temporale (su base oraria) tra la produzione di energia da fonte rinnovabile e il consumo degli utenti facenti parte alla comunità (energy management).

Al fine di raggiungere una gestione oculata dell'energia caratterizzante la comunità viene proposto come step evolutivo della centrale idroelettrica l'implementazione di un bacino idrico di stoccaggio supportato da un sistema di pompaggio, alimentato appositamente da produzione fotovoltaica, e da una seconda turbina che verrà utilizzata specificatamente durante le ore di picco di richiesta energetica da parte dei consumers (utenti passivi della CER).

In seguito, verrà esaminata una possibile soluzione tecnica per il sistema descritto analizzando i profili energetici al fine di verificare la fattibilità di tale proposta.

Il bacino idrico potrà essere posizionato in una zona rurale tra il Borgo di Stifone e quello di Taizzano, ipotizzando un'altezza più elevata rispetto al corso del fiume Nera pari a 20 m; fiume dal quale verrà captata l'acqua necessaria al riempimento della vasca di stoccaggio. La vasca potrà essere realizzata in cemento con tutti i sistemi di sicurezza sia a livello di gestione che di manutenzione:

- Sistemi di videosorveglianza;
- Recinzioni;
- Presenza di salvagenti;
- Filtraggio acqua;
- Sistemi di automatizzazione del livello di acqua;
- Gestione del livello “troppo pieno”;
- Scarico per la pulizia della vasca;
- Rampa di accesso per la manutenzione;
- Camera di comando della vasca;
- Monitoraggio per la gestione ordinaria e straordinaria di tutto il sistema.

La vasca potrà avere diverse dimensioni in funzione del miglior posizionamento analizzato, la capacità di stoccaggio verrà ipotizzata in circa 2000 m<sup>3</sup>, al fine di garantire almeno un ciclo energetico giornaliero, capacità più elevate potrebbero essere consigliate anche per funzioni extra quali sistemi di irrigazione e riserva idrica antincendio.

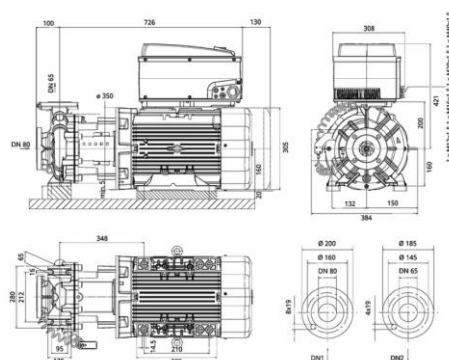
Per quanto riguarda il sistema di pompaggio, optando per un'alimentazione che sfrutti il sistema di produzione fotovoltaica, cioè con andamento variabile sia in base alla stagione che alle condizioni meteo giornaliere, si consiglia la scelta di pompe a velocità variabile, gestite da un sistema di automazione in grado di seguire la produzione istantanea proveniente dai pannelli solari.

Una possibile scelta potrebbe ricadere nella pompa singola elettronica a motore ventilato BL-E65/150-15/2 della Wilo (Figura 43), pompa centrifuga monostadio a motore ventilato in formato monoblocco con convertitore di frequenza integrato per regolazione elettronica, ad es., della differenza costante o variabile di pressione ( $\Delta p\text{-c}/\Delta p\text{-v}$ ).



**Figura 110. Possibile soluzione scelta per il sistema di pompaggio**

Di seguito vengono illustrate alcune caratteristiche tecniche della pompa selezionata.



**Figura 111. Dettagli meccanici della pompa selezionata**

#### **Dati motore**

|                                   |                  |
|-----------------------------------|------------------|
| Tipo costruttivo motore           | Motore EC        |
| Classe di efficienza              | IE4              |
| Alimentazione di rete             | 3~ 400 V / 50 Hz |
| Tolleranza di tensione consentita | +/-10 %          |
| Max. numero di giri               | 2955 1/min       |
| Potenza nominale P2               | 15.00 kW         |
| Corrente nominale                 | 24.60 A          |
| Grado di protezione               | IP55             |
| Classe isolamento                 | F                |

**Figura 112. Dati di targa del motore elettrico associato alla pompa selezionata**

Volendo procedere con un dimensionamento di massima del sistema idraulico considerando i flussi energetici in gioco, si può notare come il sistema di produzione fotovoltaica garantisce, nei mesi caratterizzati da maggior producibilità, una potenza media di 30 kW per almeno 6 ore,

proprio da questo dato possiamo partire per caratterizzare il funzionamento del sistema di pompaggio.

L'ipotesi valutata prevede la messa in opera di n.3 pompe a velocità variabile, con una portata stimata di 110 m<sup>3</sup>/h ciascuna, per un totale di 330 m<sup>3</sup>/h. La potenza totale assorbita dal sistema di pompaggio, considerando una prevalenza di 25m (comprese le perdite), in queste condizioni di operatività viene stimata intorno ai 30 kW totali. Si ricava facilmente che in sei ore di funzionamento la quantità di acqua immessa nel sistema di stoccaggio vale 1980 m<sup>3</sup>.

Volendo procedere con un dimensionamento di massima del sistema idraulico considerando i flussi energetici in gioco, si può notare come il sistema di produzione fotovoltaica garantisce, nei mesi caratterizzati da maggior producibilità, una potenza media di 30 kW per almeno 6 ore, proprio da questo dato possiamo partire per caratterizzare il funzionamento del sistema di pompaggio.

L'ipotesi valutata prevede la messa in opera di n.3 pompe a velocità variabile, con una portata stimata di 110 m<sup>3</sup>/h ciascuna, per un totale di 330 m<sup>3</sup>/h. La potenza totale assorbita dal sistema di pompaggio, considerando una prevalenza di 25m (comprese le perdite), in queste condizioni di operatività viene stimata intorno ai 30 kW totali. Si ricava facilmente che in sei ore di funzionamento la quantità di acqua immessa nel sistema di stoccaggio vale 1980 m<sup>3</sup>.

### Dati esercizio

|                               |                           |                                            |                    |                                     |                               |
|-------------------------------|---------------------------|--------------------------------------------|--------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| Velocità<br><b>2958 1/min</b> | Frequenza<br><b>50 Hz</b> | Punto di lavoro:<br><b>Q = 330.00 m³/h</b> | <b>H = 25.00 m</b> | Bocca d'aspirazione<br><b>DN 80</b> | Bocca mandata<br><b>DN 65</b> |
|-------------------------------|---------------------------|--------------------------------------------|--------------------|-------------------------------------|-------------------------------|

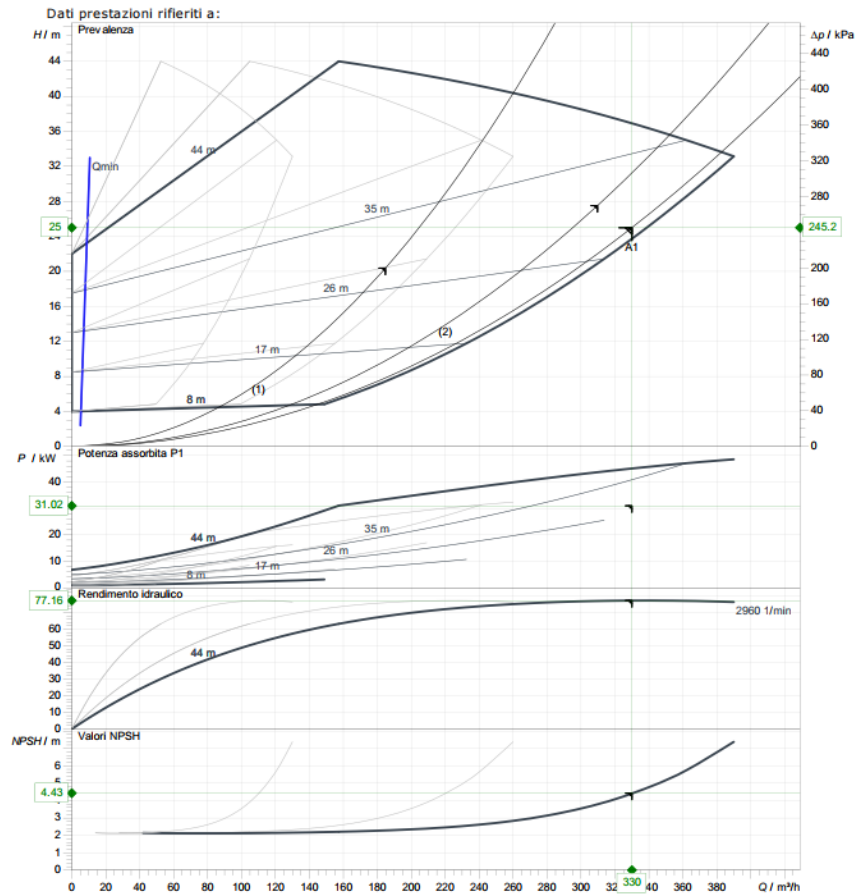


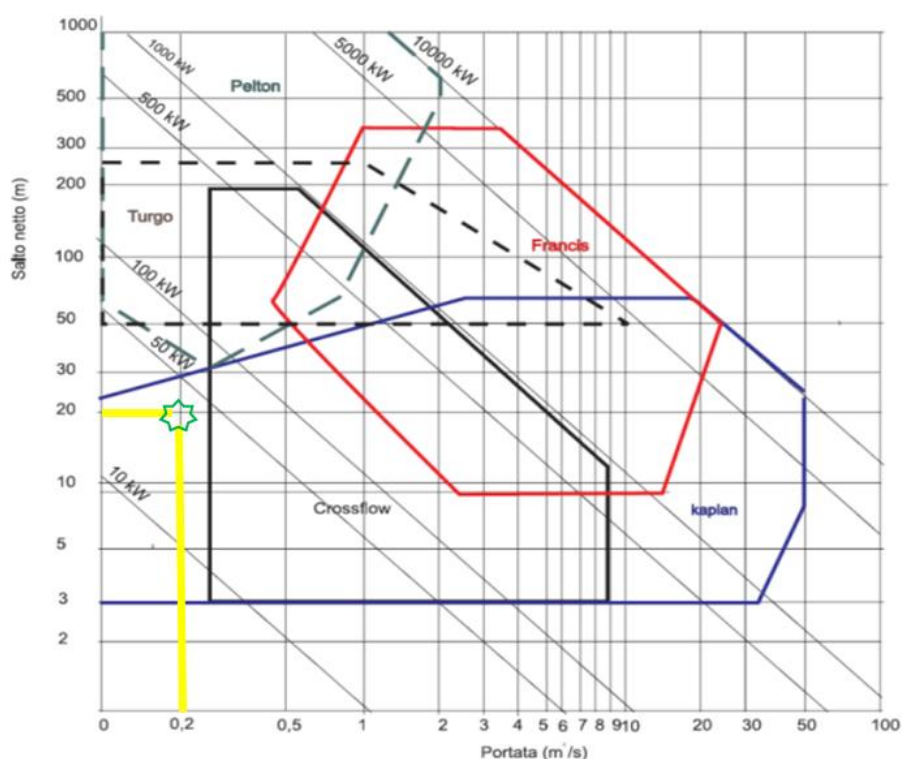
Figura 113. Diagramma del punto di lavoro ipotizzato dal sistema di pompaggio

Tabella 12. Dati riassuntivi del sistema di pompaggio

| GRANDEZZA                        | UNITA' DI MISURA | VALORE |
|----------------------------------|------------------|--------|
| Portata                          | m³/h             | 330    |
| Prevalenza totale                | m                | 25     |
| Fluido pompato                   | [-]              | acqua  |
| Temperatura fluido               | °C               | 10     |
| Densità                          | kg/m³            | 999,64 |
| Viscosità cinematica             | mm²/s            | 1,3    |
| Potenza totale                   | kW               | 31,02  |
| Rendimento idraulico             | η                | 77%    |
| Acqua stoccata nel bacino idrico | m³               | 1980   |

Questo sistema di upgrade della centrale permette di avere a disposizione una quantità di energia stoccata, sottoforma di accumulo idrico, da poter sfruttare durante le ore di maggior richiesta dell'energia, sfruttando l'installazione di una nuova turbina idraulica dedicata soltanto alle richieste di picco della comunità energetica. La potenza erogata da tale turbina si andrà a sommare per un periodo più o meno lungo, a seconda della necessità e della disponibilità, a quella prodotta dal sistema alimentato ad acqua fluente che è in grado di mantenere l'operabilità h24.

Volendo procedere con lo stesso metodo di scelta della turbina dedicata al sistema ad acqua fluente possiamo utilizzare il grafico di riferimento.

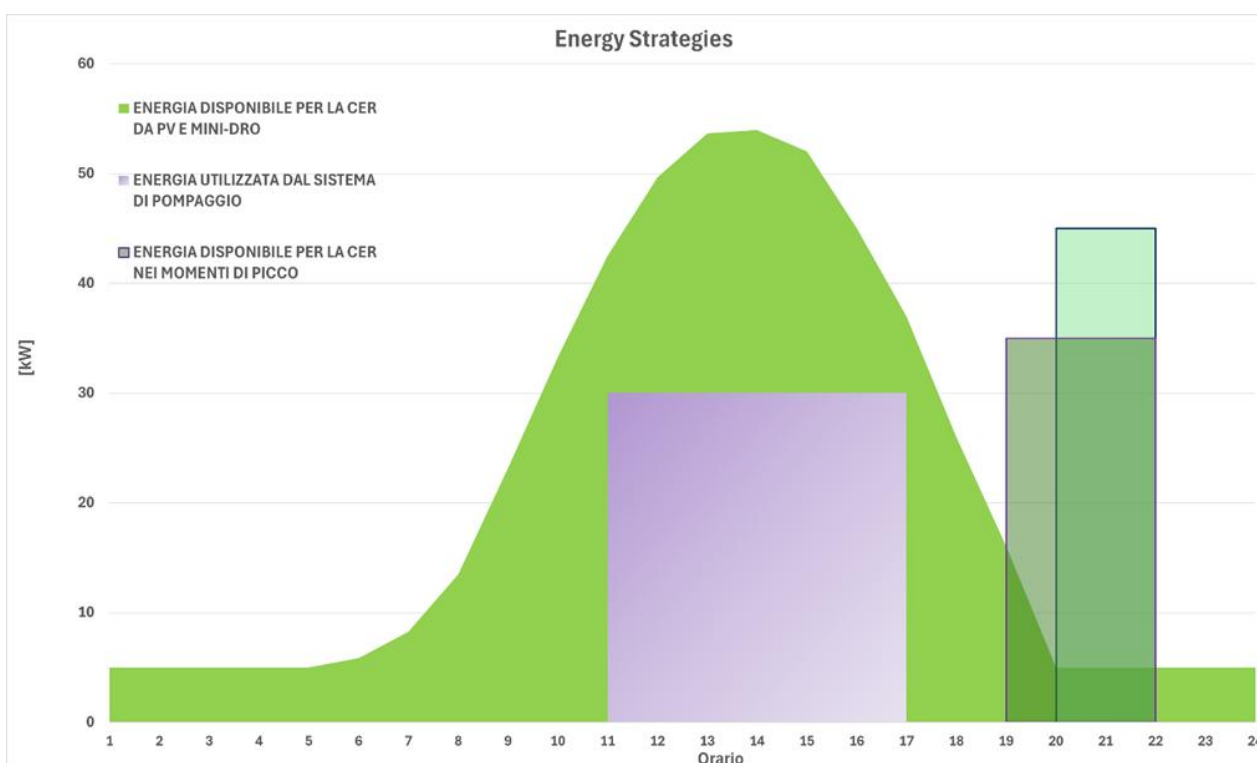


**Figura 114. Grafico per la scelta della turbina utilizzata per il servizio di picco**

Ipotizzando una portata di riferimento, che può essere in ogni caso modulata in base alle necessità, di 0,2 m<sup>3</sup>/s ed un salto netto visto il posizionamento del bacino idrico ad un'altezza pari a 20m, la scelta della turbina sembra obbligatoriamente ricadere nella tipologia Kaplan.

In caso di modulazione della portata risulta evidente che, rimanendo costante il valore del salto idraulico, uno spostamento sull'asse dei valori della portata non modificherebbe affatto la tipologia della turbina, garantendo un funzionamento ottimale per ogni necessità di modulazione della potenza erogata.

Nel punto di lavoro ipotizzato la potenza disponibile è calcolata intorno ai 35 kW, considerando la capacità calcolata precedentemente del bacino idrico si ha la possibilità di avere a disposizione tale potenza per circa 3 ore scarse. Aumentando la portata si possono raggiungere valori di potenza disponibile più elevata, riducendo allo stesso tempo la durata di erogazione, ad esempio, modulando una portata di 0,25 m<sup>3</sup>/s si avrebbe una potenza disponibile di 44 kW con una durata massima di 2 ore.



**Figura 115. Flussi energetici disponibili per la CER provenienti dai diversi sistemi di produzione**

In seguito, viene riportata una tabella riassuntiva delle potenze e energie a disposizione per la CER da utilizzare in base alle esigenze.

**Tabella 13. Esempio 1 di gestione della potenza erogata dalla turbina dedicata alla richiesta di picco**

| GRANDEZZA                                | UNITA' DI MISURA  | VALORE |
|------------------------------------------|-------------------|--------|
| Portata                                  | m <sup>3</sup> /s | 0,2    |
| Rendimento turbina                       | $\eta$            | 0,9    |
| Potenza sviluppata                       | kW                | 35,32  |
| Capacità di stoccaggio del bacino idrico | m <sup>3</sup>    | 1980   |
| Tempo della potenza a disposizione       | ore               | 2,75   |
| Energia a disposizione della comunità    | kWh               | 97,13  |

**Tabella 14. Esempio 2 di gestione della potenza erogata dalla turbina dedicata alla richiesta di picco**

| GRANDEZZA                                | UNITA' DI MISURA  | VALORE |
|------------------------------------------|-------------------|--------|
| Portata                                  | m <sup>3</sup> /s | 0,25   |
| Rendimento turbina                       | $\eta$            | 0,9    |
| Potenza sviluppata                       | kW                | 44,15  |
| Capacità di stoccaggio del bacino idrico | m <sup>3</sup>    | 1980   |
| Tempo della potenza a disposizione       | ore               | 2,2    |
| Energia a disposizione della comunità    | kWh               | 97,13  |

Lo studio della modulazione dei flussi di potenza e di energia della turbina risulteranno essenziali in relazione al profilo di consumo interno alla CER, al fine di ottimizzare l'energia condivisa, su base oraria, caratterizzante l'incentivo economico. Diventa perciò fondamentale la corretta gestione dell'intero sistema; sarà appositamente dedicato un paragrafo allo studio dei flussi energetici interni alla comunità, sia lato produzione che lato consumo, cercando di studiare il punto ottimale di funzionamento tra le due curve.

### **5.3.6 Profilo dei consumi della Comunità Energetica Rinnovabile**

Partendo dall'ipotesi che gli utenti interessati ad entrare a far parte della comunità energetica siano inizialmente limitati ai borghi di Stifone e Taizzano, si cercherà di calcolare un profilo per ciascun luogo per ottenere un aggregato finale dei consumi energetici dei due borghi utile a calcolare una stima dell'energia elettrica condivisa dalla quale si può partire per realizzare una stima tecnico-economica della comunità energetica.

Essendo la cabina primaria molto estesa come disposizione territoriale, non si esclude una possibile espansione, in un secondo momento, degli utenti che possano entrare a far parte della CER relativa agli altri comuni e/o frazioni della zona sottesi alla medesima.

Il borgo di Stifone è costituito da 134 unità catastali utili ai fini dello studio dell'attività della profilazione dei consumi; nelle unità immobiliari sono compresi i magazzini, le attività lavorative come punti di ristoro, luoghi di accoglienza turistica, luoghi di culto e attività artigianali. Solamente 16 unità abitative di tipo residenziali sono effettivamente abitate durante tutto l'anno.

**Tabella 15. Composizione immobiliare del borgo di Stifone**

| <b>COMPOSIZIONE DEL BORGO DI STIFONE</b> |           |
|------------------------------------------|-----------|
| Unità immobiliari di tipo residenziale   | <b>86</b> |
| Magazzini                                | <b>42</b> |
| Attività commerciali                     | <b>1</b>  |
| Rimesse                                  | <b>3</b>  |
| Luoghi di culto                          | <b>2</b>  |
| Unità abitative utilizzate tutto l'anno  | <b>16</b> |

Non avendo a disposizione molti dati specifici per ciascuna unità abitativa possiamo avanzare delle ipotesi di base standard per ottenere dei profili utente in funzione di caratteristiche predefinite:

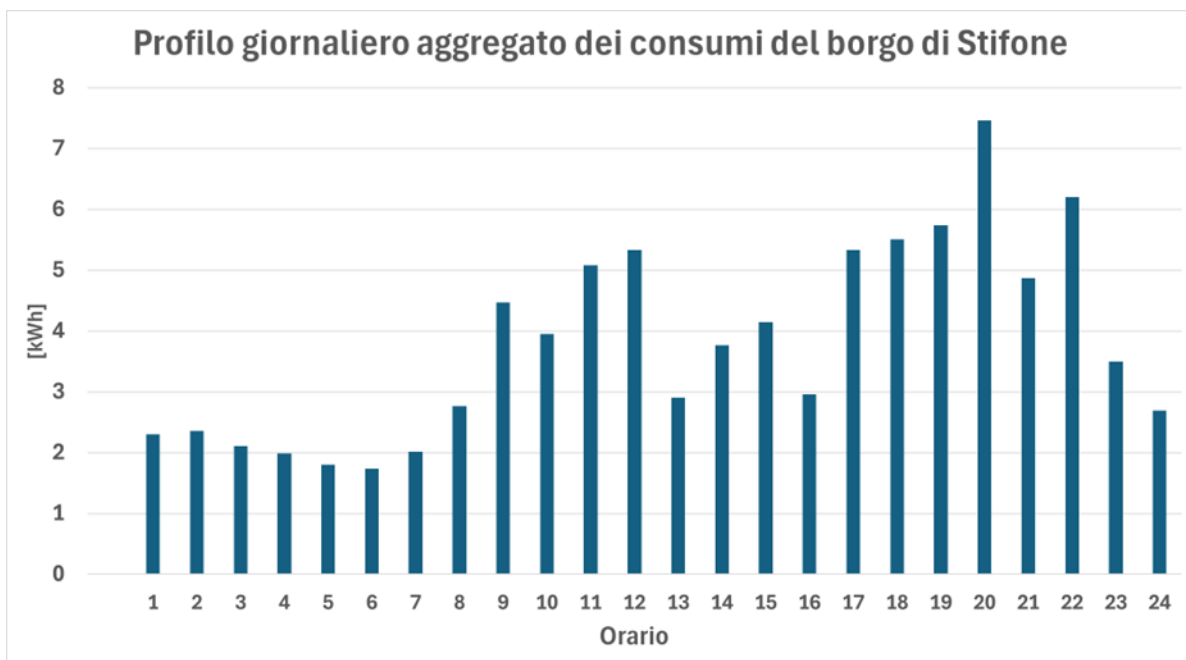
- POD con potenza nominale di 3 kW;
- Presenza di carichi elettrici standard: frigorifero, lavatrice, forno, lavastoviglie;
- Grandezza unità immobiliari dai 60 ai 120 m<sup>2</sup>;
- Presenza di due componenti per nucleo abitativo;
- Tipologia dei componenti: lavoratori

A tali caratteristiche se ne possono aggiungere altre più specifiche che andranno a variare il profilo dei consumi:

- POD con potenza nominale maggiore di 3 kW;
- Presenza di altri carichi elettrici come pompe di calore, boiler, asciugatrice, forno a microonde e cucina a induzione;

- Presenza di colonnine di ricarica;
- Numero di componenti dell'unità abitativa maggiore di due;
- Altra tipologia di componenti del nucleo familiare: studenti, casalinghi, pensionati, bambini...

Avendo a disposizione una mole di dati importante, proveniente da sistemi di monitoraggio installati a livello di POD, possiamo ricavare uno specifico profilo per ogni tipologia di utente che permetterà di calcolare statisticamente un profilo aggregato dei consumi energetici valido per l'intero borgo.



**Figura 116. Profilo energetico del consumo giornaliero su base statistica del borgo di Stifone**

Il profilo è stato ricavato calcolando una media giornaliera tenendo in considerazione i singoli andamenti di diversi utenti che ricadono nell'ambito delle stesse caratteristiche degli utenti del borgo di Stifone; tale profilo è soggetto sia a variazione stagionale, sia a variazione giornaliera in riferimento alla tipologia del giorno sia esso feriale che festivo.

Il borgo di Taizzano è costituito da 240 unità catastali utili ai fini dello studio dell'attività della profilazione dei consumi; nelle unità immobiliari sono compresi i magazzini, le attività lavorative come ferramenta, negozio di alimentari, ristorante, bar, luoghi di accoglienza turistica, luoghi di

culto e associazioni sportive. Le unità abitative di tipo residenziali effettivamente abitate durante tutto l'anno sono 173.

Tabella 16. Composizione immobiliare del borgo di Taizzano

| COMPOSIZIONE DEL BORGO DI TAIZZANO      |            |
|-----------------------------------------|------------|
| Unità immobiliari di tipo residenziale  | <b>219</b> |
| Magazzini                               | <b>4</b>   |
| Attività commerciali                    | <b>8</b>   |
| Rimesse                                 | <b>7</b>   |
| Luoghi di culto                         | <b>2</b>   |
| Nuclei famigliari presenti tutto l'anno | <b>173</b> |

Anche in questo caso sono stati presi in considerazione profili di utenti “tipo” che rispecchiano le caratteristiche energetiche di base miste a utenti con caratteristiche elettriche più specifiche al fine di modellizzare al meglio la composizione del Borgo. Valgono le stesse ipotesi, valutate per il borgo di Stifone, di variazione stagionale e giornaliera del profilo aggregato dei consumi.

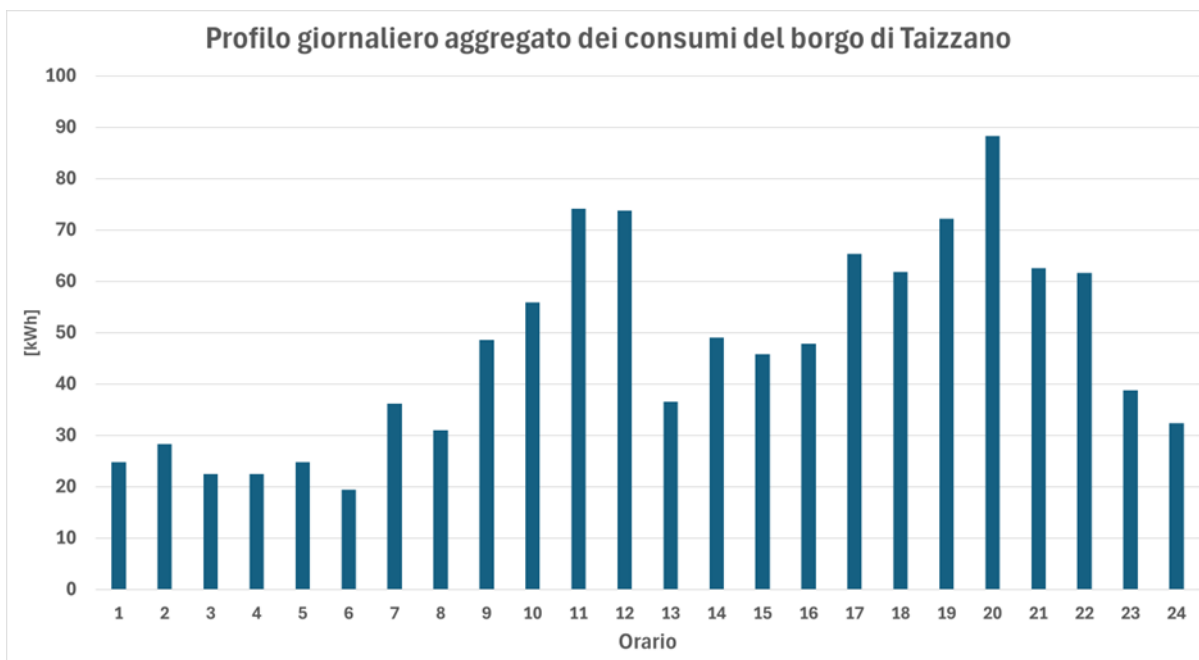


Figura 117. Profilo energetico del consumo giornaliero su base statistica del borgo di Taizzano

Entrambi i grafici rappresentano l'energia, stimata ora per ora, che preleverebbero tramite i POD gli utenti facente parte della comunità energetica; tale energia ricade sotto la precedente definizione di energia elettrica prelevata ai fini della condivisione.

### **5.3.7 Profilo della produzione della Comunità Energetica Rinnovabile**

La produzione di energia rinnovabile interna alla CER proviene in parte dalla centrale idroelettrica che è stata ipotizzata totalmente in autoconsumo diretto per alimentare il centro visite adiacente e lo smart lighting del borgo, non ricadendo utile ai fini del calcolo dell'incentivo relativo all'energia condivisa immessa in rete. Il rimanente della produzione, in questo caso immessa in rete, in parte proverrebbe dal bacino idrico, in caso esso venga realizzato, ed in parte dall'impianto fotovoltaico.

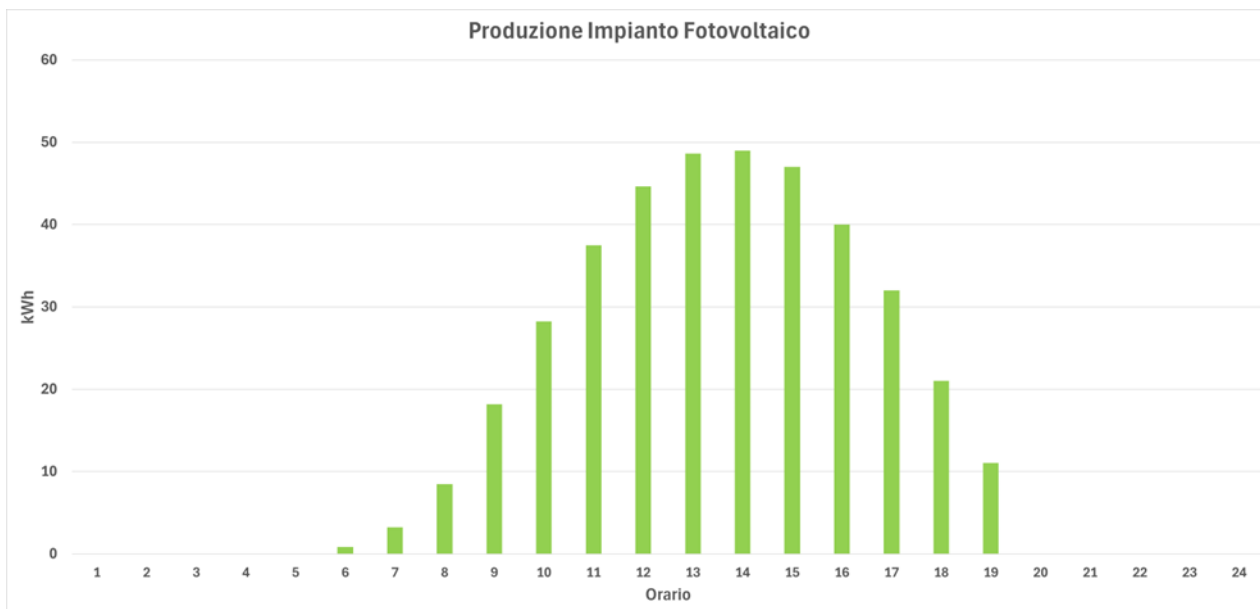
La quantità di energia prodotta e immessa, ora per ora, in rete viene definita come l'energia immessa ai fini della condivisione, il suo calcolo è fondamentale ai fini della stima dell'incentivo.

Il calcolo di tale energia verrà effettuato per i due casi principali:

- Solo produzione da impianto fotovoltaico;
- Produzione da impianto fotovoltaico e dalla gestione del bacino idrico.

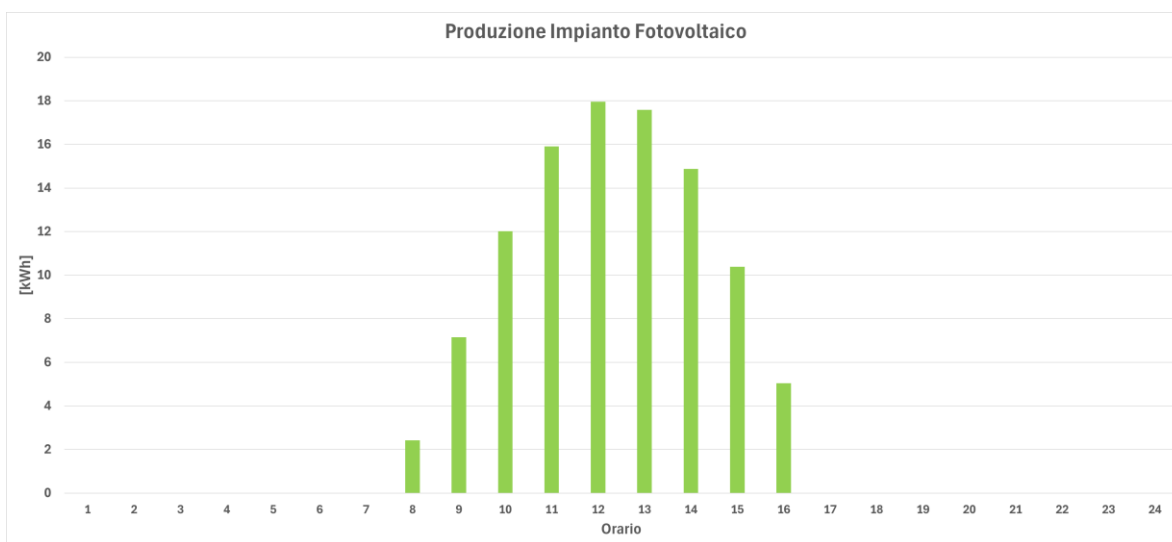
Per entrambi i casi verranno analizzati dei profili energetici orari di immissione in rete, ricavando il valore dell'energia immessa ai fini della condivisione, la quale messa in relazione con il profilo dei consumi orari sommati dei due borghi (energia elettrica prelevata ai fini della condivisione) ci permetterà di avere una stima dell'energia condivisa e di conseguenza dell'incentivo direttamente proporzionale ad essa.

Nel primo caso possiamo notare la classica “campana” di produzione soggetta a stagionalità e condizioni metereologiche giornaliere; diventa importante ricordare la decadenza nel tempo della producibilità dei pannelli fotovoltaici e l'importanza della pulizia degli stessi al fine di tenerli sempre nella condizione standard di installazione.



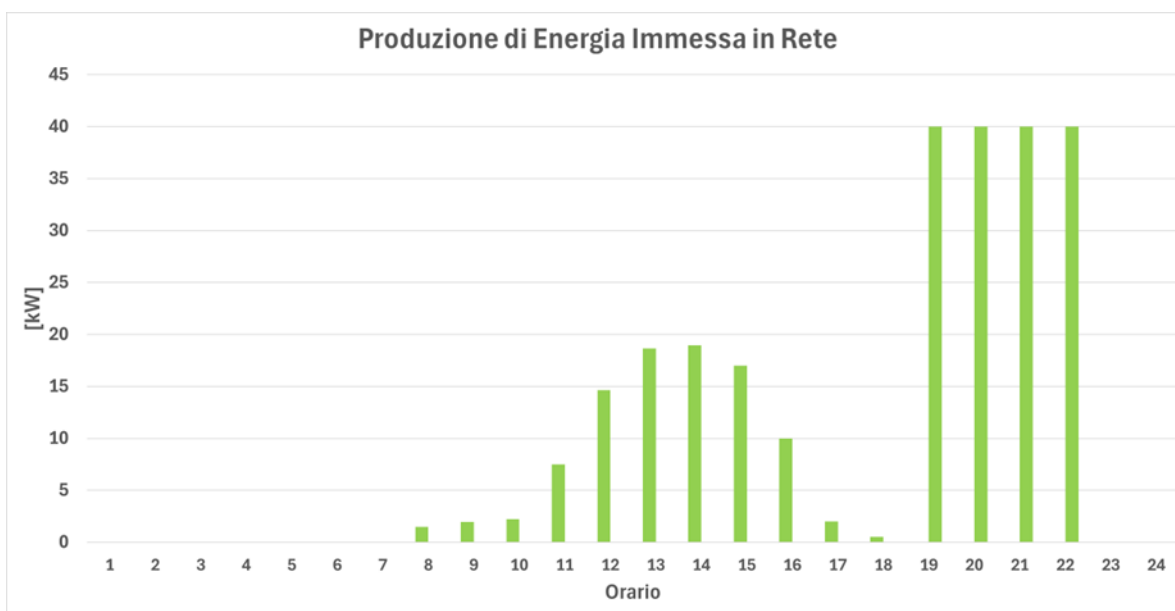
**Figura 118. Curva di produzione giorno tipo estivo del sistema PV**

Tale profilo riguarda un giorno tipico estivo quando la produzione dell'impianto risulta essere di maggior entità (Figura 118), durante i mesi invernali la produzione risulta essere minore (Figura 119).



**Figura 119. Curva di produzione giorno tipo invernale del sistema PV**

Nel secondo caso viene presa in considerazione il netto immesso in rete, messo a disposizione alla comunità energetica, tra la produzione del fotovoltaico e la gestione giornaliera del bacino idrico (Figura 120).



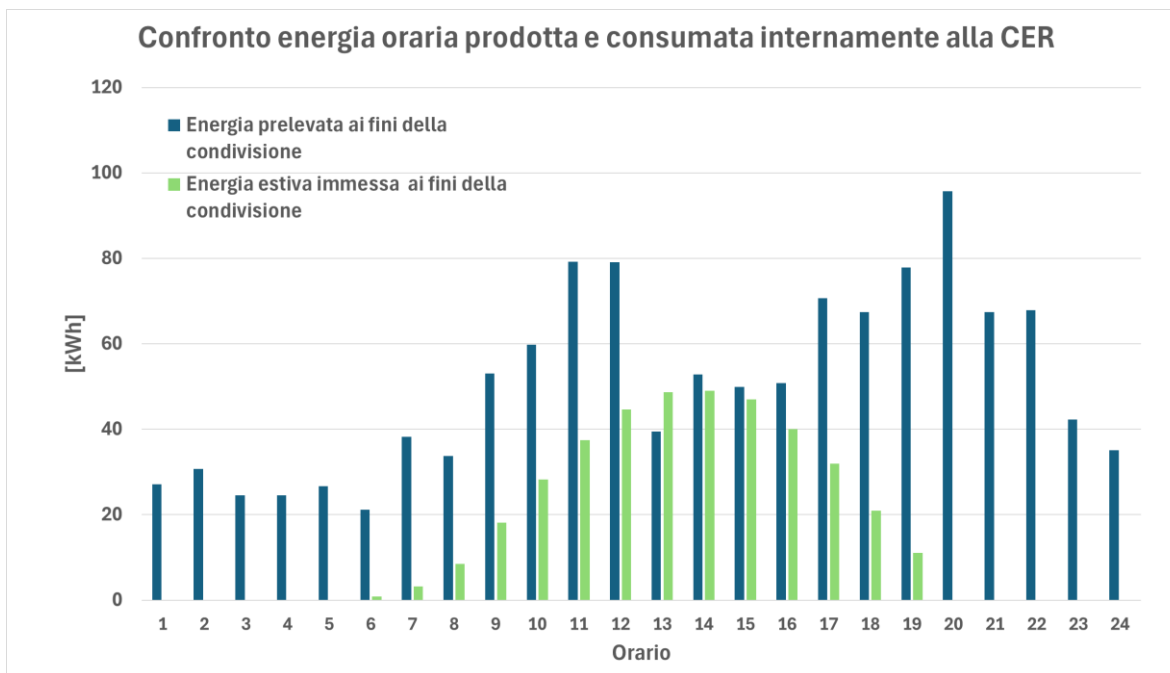
**Figura 120. Curva di produzione di energia immessa in rete nel caso di presenza del bacino idrico**

In questo caso viene preso in considerazione solo il caso di curva estiva dell'impianto fotovoltaico poiché nei mesi invernali essendo la produzione minore non basterebbe a riempire il bacino nella sua totalità, ciò provoca un'energia netta immessa in rete nulla durante il giorno e molto bassa durante le ore serali.

### 5.3.8 Bilancio Energetico della Comunità Energetica Rinnovabile

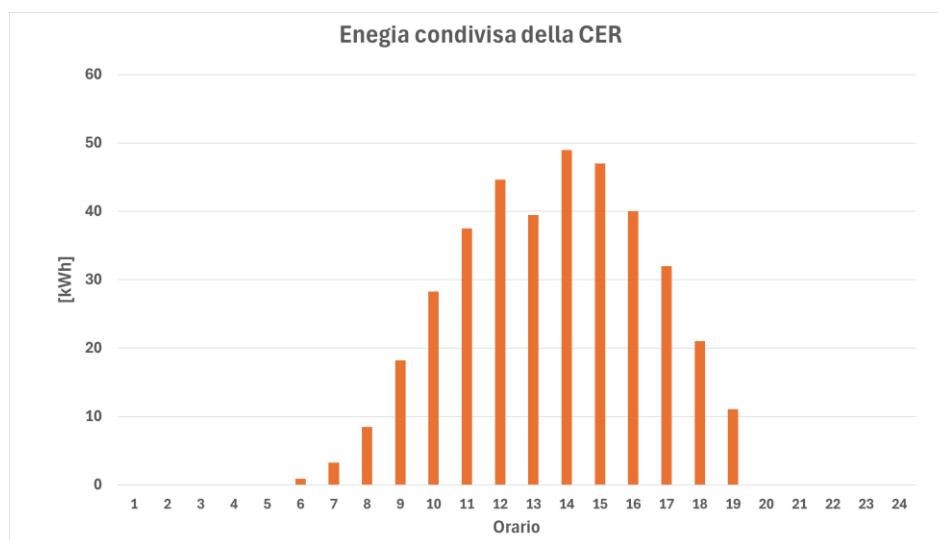
Per ottenere un bilancio energetico completo a livello di comunità è necessario confrontare le curve orarie di produzione con quelle dei consumi aggregati dei due borghi analizzati in precedenza.

Nel caso di sola presenza di produzione fotovoltaica ricadiamo nella condizione della Figura 121



**Figura 121. Confronto tra la curva energetica oraria di produzione fotovoltaica e quella di consumo aggregata dei due borghi**

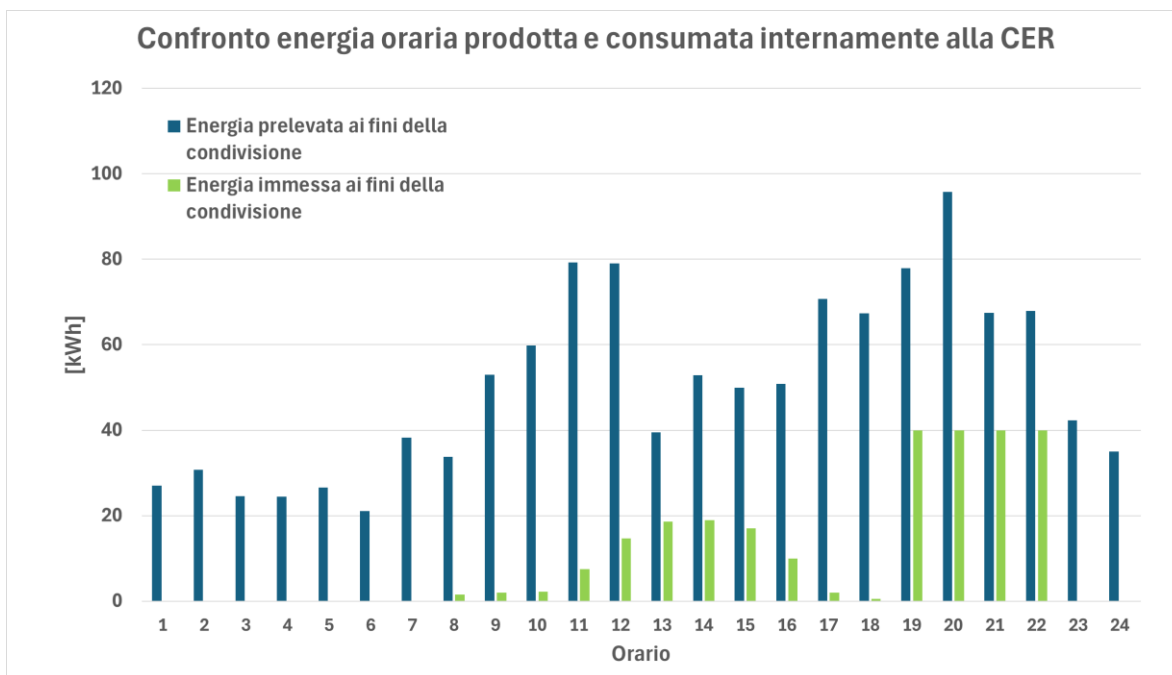
Dal confronto delle due curve si può ottenere una stima dell'energia condivisa, definita come il minimo orario tra l'energia elettrica immessa ai fini della condivisione e l'energia elettrica prelevata ai fini della condivisione (Figura 122).



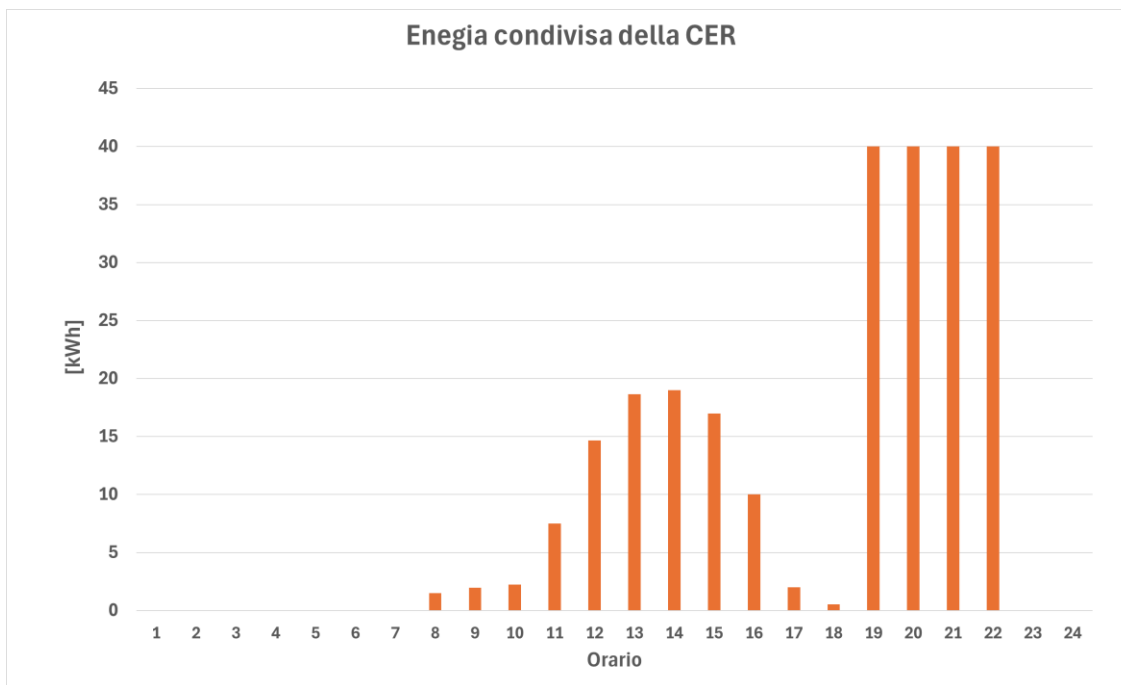
**Figura 122. Stima dell'energia elettrica oraria condivisa interna della comunità energetica con la sola produzione fotovoltaica**

Come si può notare dal grafico il minimo orario tra le due curve rispecchia totalmente il profilo della curva fotovoltaica estiva, questo perché il profilo aggregato dei consumi dei due borghi è quasi totalmente superiore alla produzione; per questo motivo risulta inutile fare in confronto con la curva di produzione invernale poiché rispecchia precisamente il valore dell'energia condivisa. Questo permette di quantificare l'energia elettrica condivisa annuale pari a quella prodotta mese per mese dall'impianto fotovoltaico ipotizzato.

Nel caso di produzione fotovoltaica associata al bacino idrico possiamo confrontare allo stesso modo le due curve energetiche orarie (Figura 123) per arrivare ad una stima dell'energia condivisa (Figura 124).



**Figura 123. Confronto tra la curva energetica oraria di produzione con bacino idrico e quella di consumo aggregata dei due borghi**



**Figura 124. Stima dell'energia elettrica oraria condivisa interna della comunità energetica con presenza del bacino idrico**

Anche in questo caso risulta evidente come la curva oraria di produzione sia totalmente inferiore alla curva dei consumi, ciò significa che il valore minimo orario tra le due curve, ossia l'energia condivisa, è pari esattamente a quella prodotta ora per ora.

La differenza tra i due sistemi, si nota soprattutto durante le ore serali dove grazie alla presenza del bacino idrico il valore assoluto dell'energia condivisa è molto più alta, tutto questo a discapito delle ore centrali del giorno dove il valore risulta essere minore; inoltre, come anticipato, nei mesi invernali la quantità di energia condivisa cala drasticamente poiché il sistema di pompaggio del bacino idrico abbassa quasi a zero la curva di produzione fotovoltaica, rendendo l'energia condivisa giornaliera molto bassa. Per completare lo studio verrà effettuata un'analisi dettagliata in relazione all'incentivo annuale, decretando quale sia il miglior sistema sul quale investire.

### 5.3.9 Analisi Economica della CER

L'analisi economica verrà effettuata tenendo in considerazione il valore dell'incentivo legato all'energia condivisa scambiata nelle due differenti configurazioni e i costi di realizzazione delle stesse.

Nel primo caso la produzione di energia rinnovabile proviene dal solo impianto fotovoltaico, l'energia condivisa può essere considerata esattamente quella prodotta dall'impianto, i costi sono inerenti alla spesa dell'installazione del fotovoltaico e della gestione stessa della comunità energetica.

**Tabella 17. Valore dell'investimento iniziale per la costituzione della CER**

| VOCE OPERA                               | UNITA' DI MISURA | VALORE        |
|------------------------------------------|------------------|---------------|
| Installazione impianto fotovoltaico      | €                | 70.000        |
| Hardware monitoraggio consumi della CER  | €                | 4.000         |
| Software di gestione della CER           | €                | 3.000         |
| Progettazione e pianificazione della CER | €                | 10.000        |
| Varie ed eventuali                       | €                | 5.000         |
| <b>TOTALE</b>                            | <b>€</b>         | <b>92.000</b> |

Una volta stabilite le voci ed i costi relativi all'investimento iniziale si propone una analisi finanziaria per effettuare uno studio di valutazione dell'investimento, di seguito i dati di input (Tabella 18.).

**Tabella 18. Dati di input per l'analisi finanziaria**

| DATI DI INPUT                                  | UNITA' DI MISURA | VALORE |
|------------------------------------------------|------------------|--------|
| Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico    | kWp              | 70     |
| Investimento totale                            | €                | 92.000 |
| Produttività energetica annua                  | MWh              | 86     |
| Energia condivisa annua                        | kWh              | 86.000 |
| Incentivo annuale (TIP + RID + Valorizzazione) | €/kWh            | 0,18   |
| Produttività economica annua                   | €                | 15.480 |
| Costo annuo di gestione e manutenzione         | €                | 920    |
| Tasso di attualizzazione                       | %                | 5      |

Di seguito il prospetto finanziario con il calcolo dei principali parametri (Tabella 12).

**Tabella 19. Dati di output dell'analisi finanziaria**

| VOCE                               | UNITA' DI MISURA | VALORE  |
|------------------------------------|------------------|---------|
| Valore attuale netto (VAN)         | €                | 132.000 |
| Indice di rendimento attualizzato  | [-]              | 1,43    |
| Tempo di ritorno dell'investimento | anni             | 6,32    |
| Periodo di pareggio attualizzato   | anni             | 8,5     |

Infine, viene riportato un grafico con i flussi di cassa per tutto il periodo dell’investimento (Figura 125).

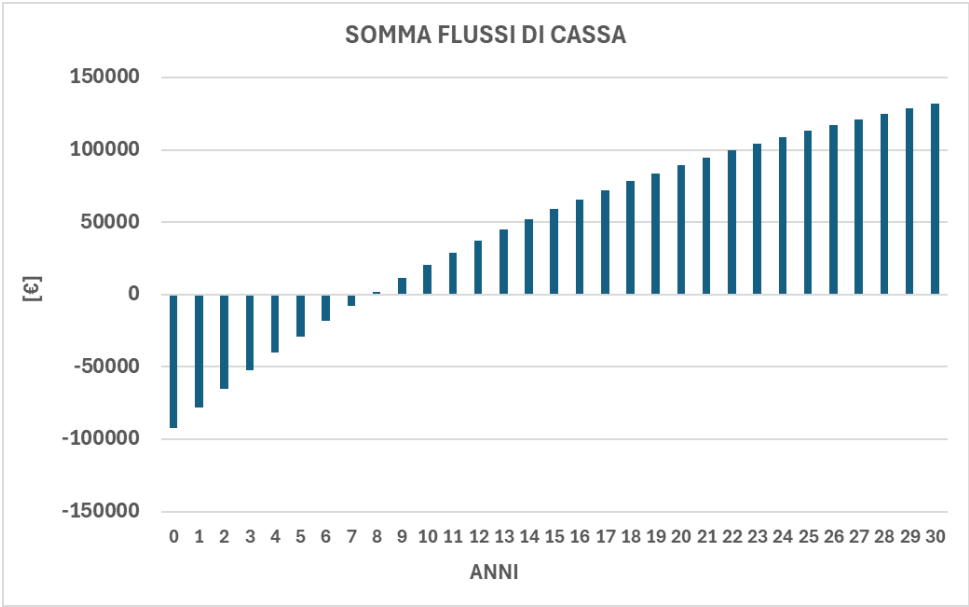


Figura 125. Flussi di cassa durante l'intero periodo dell'investimento

Nel secondo caso va analizzata nel dettaglio la gestione del bacino idrico, durante i mesi nei quali c'è una producibilità maggiore la gestione del bacino risulta ricadere nei valori di energia prestabiliti, negli altri l'energia prodotta non è sufficiente a rendere l'impianto di pompaggio autosufficiente e di conseguenza l'energia condivisa decade rendendo sconveniente l'utilizzo del bacino. Nella Tabella 20 viene riportato un bilancio energetico giornaliero dell'interazione tra i due sistemi di produzione basato su un giorno mensile tipo.

Tabella 20. Bilancio energetico giornaliero della CER nel caso di fotovoltaico e bacino idrico.

| ORARIO | GENNAIO | FEBBRAIO | MARZO | APRILE | MAGGIO | GIUGNO | LUGLIO | AGOSTO | SETTEMBRE | OTTOBRE | NOVEMBRE | DICEMBRE |
|--------|---------|----------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|---------|----------|----------|
| 3      |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 4      |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 5      |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 6      |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 7      |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 8      |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 9      |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 10     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 11     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 12     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 13     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 14     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 15     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 16     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 17     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 18     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 19     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |
| 20     |         |          |       |        |        |        |        |        |           |         |          |          |

Come si può notare nei mesi di maggiore produzione il sistema di pompaggio del bacino è autosufficiente (verde chiaro) e può lavorare nelle ore prestabilite (blu) come riportato nella Figura 115; nei mesi di minore produzione il sistema non è autosufficiente, risulta perciò non conveniente l'utilizzo del bacino poiché sarebbe necessario acquistare energia dalla rete. Sia nelle ore di autosufficienza (blu) che in quelle in verde scuro è presente la possibilità di avere energia immessa in rete ai fini della condivisione che risulta totalmente ricadere in energia condivisa, inoltre non utilizzando il bacino nei mesi di non autosufficienza si aggiunge la quantità di energia prodotta dal fotovoltaico di quel periodo.

Per concludere l'analisi finanziaria vengono riportati i costi relativi all'investimento iniziale per effettuare uno studio di valutazione dell'investimento, di seguito i dati di input (Tabella 14).

**Tabella 21. Valore dell'investimento iniziale per la costituzione della CER con bacino idrico di accumulo**

| VOCE OPERA                                               | UNITA' DI MISURA | VALORE  |
|----------------------------------------------------------|------------------|---------|
| Installazione impianto fotovoltaico                      | €                | 70.000  |
| Opere messa in servizio bacino idrico e turbina di picco | €                | 200.000 |
| Hardware monitoraggio consumi della CER                  | €                | 4.000   |
| Software di gestione della CER                           | €                | 3.000   |
| Progettazione e pianificazione della CER                 | €                | 10.000  |
| Varie ed eventuali                                       | €                | 5.000   |
| TOTALE                                                   | €                | 292.000 |

Di seguito i dati di input per l'analisi finanziaria (Tabella 22).

**Tabella 22. Dati di input per l'analisi finanziaria**

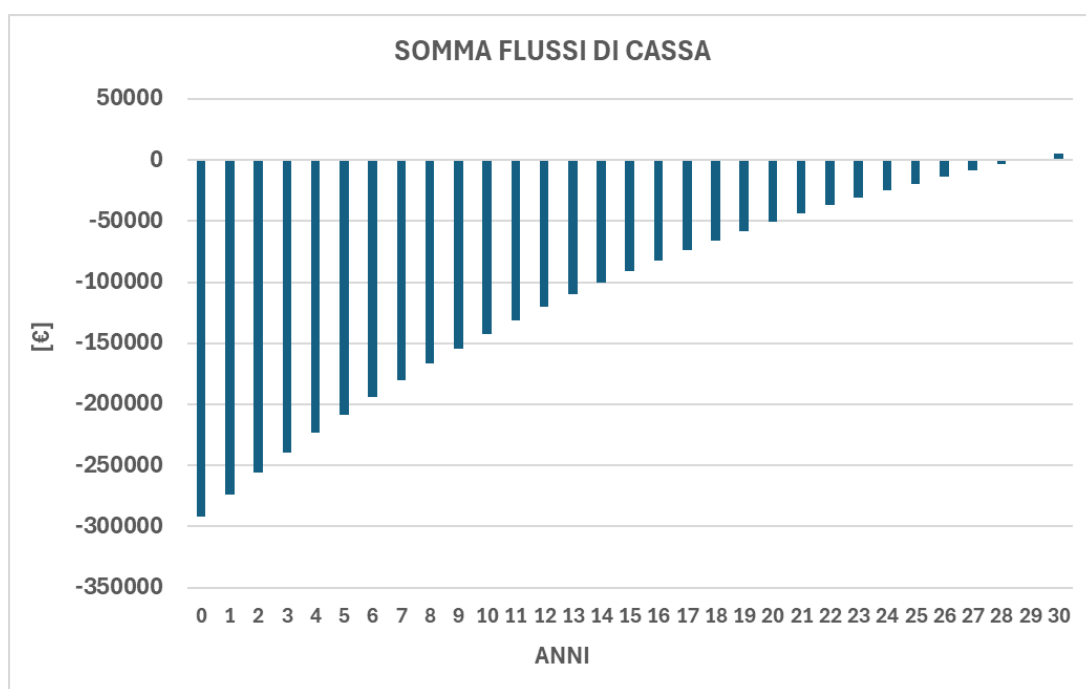
| DATI DI INPUT                                  | UNITA' DI MISURA | VALORE  |
|------------------------------------------------|------------------|---------|
| Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico    | kWp              | 70      |
| Capacità del bacino idrico                     | m3               | 2.000   |
| Investimento totale                            | €                | 292.000 |
| Produttività energetica annua                  | MWh              | 110,88  |
| Energia condivisa annua                        | kWh              | 110.882 |
| Incentivo annuale (TIP + RID + Valorizzazione) | €/kWh            | 0,18    |
| Produttività economica annua                   | €                | 22.279  |
| Costo annuo di gestione e manutenzione         | €                | 2.920   |
| Tasso di attualizzazione                       | %                | 5       |

Di seguito il prospetto finanziario con il calcolo dei principali parametri (Tabella 23).

**Tabella 23. Dati di output dell'analisi finanziaria**

| VOCE                               | UNITA' DI MISURA | VALORE |
|------------------------------------|------------------|--------|
| Valore attuale netto (VAN)         | €                | 5.610  |
| Indice di rendimento attualizzato  | [-]              | 0,019  |
| Tempo di ritorno dell'investimento | anni             | 15,08  |
| Periodo di pareggio attualizzato   | anni             | 28,5   |

Infine, viene riportato un grafico con i flussi di cassa per tutto il periodo dell'investimento (Figura 126)



**Figura 126. Flussi di cassa durante l'intero periodo dell'investimento**

Come si evidenzia dal grafico l'investimento non risulta molto conveniente a primo impatto, resta però aperta l'ipotesi vista l'importanza a livello didattico della divulgazione del concetto di storage idrico e del suo funzionamento fisico visibile rispetto ad uno storage elettrico, inoltre l'introduzione di sistemi di flessibilità nel mercato dell'energia elettrica potrebbero in un futuro, non così tanto remoto, favorire la disponibilità di energia introducendo tariffe convenienti in determinati orari della giornata per la quota di energia messa a disposizione per il distributore.

## 6. CONCLUSIONI

Le proposte analizzate oltre ad essere ambiziose garantirebbero sia una transizione ecologica intelligente ed efficiente, vista la mole di consumi che caratterizzano il patrimonio immobiliare nazionale, ponendo ricadute notevoli a livello di sostenibilità, sia un volano economico per le aziende spingendole ad investire su tecnologie avanzate implementando nuovi posti di lavoro.

La transizione ecologica è oramai diventata una tappa fondamentale nel contesto socio-ambientale odierno, il rispetto per l'ambiente e per il tema dell'energia sono argomenti non più trascurabili che aprono sfide nuove ed intricate, il migliore approccio, e forse anche l'unico possibile, per affrontare queste sfide è certamente quello di usare tutta la tecnologia possibile al servizio di tale scopo, questo garantirebbe un futuro ambientale più sostenibile e la possibilità di accedere alle fonti energetiche ad una platea sempre più ampia di utenti ad un costo sempre minore poiché la domanda di accesso a tale servizio è sempre più elevata e il mantenimento del modello di funzionamento attuale è messo a forte rischio senza una risposta veloce ed efficace.

I contenuti tecnologici descritti in precedenza non sono le uniche soluzioni percorribili ma rappresentano al giorno d'oggi una tecnologia “matura” per essere implementata, ossia una tecnologia che è in grado di gestire una riduzione dei consumi consistente ed una gestione di elevati flussi energetici in maniera più intelligente e di conseguenza efficiente, tutto questo ad un costo iniziale abbastanza contenuto che è ampiamente giustificato dal ritorno economico in termini temporali.

L'aumento di produzione da fonti rinnovabili è ormai un tassello fondamentale per ridurre l'impatto ambientale e mettere a disposizione degli utenti energia a basso costo, diventa però inutile, se non dannoso, una mal gestione di tale energia, è proprio in questo contesto che ci viene in aiuto la tecnologia. La digitalizzazione è un processo di efficientamento ad alto contenuto tecnologico che serve a gestire queste situazioni; anch'esso però va gestito da persone competenti che hanno una visione globale della situazione energetica ed infrastrutturale del paese; senza un'efficace gestione della transizione digitale il rischio di incorrere in problematiche ulteriori è molto elevato.

Oltre al tema della tecnologia va data una considerevole importanza alla realizzazione delle configurazioni di autoconsumo diffuso come le Comunità Energetica Rinnovabile (CER), che risultano di fondamentale importanza sia dal punto di vista della producibilità di energia rinnovabile sia per l'impatto socioeconomico che risulterebbe elevato per tutti gli utenti della stessa. La scelta della migliore configurazione va analizzata non solo dal punto di vista tecnico ed energetico per la CER ma anche dall'impatto che avrebbe a livello nel lungo periodo.

Altro aspetto da tenere in considerazione sono i possibili sviluppi futuri sia in termini di tecnologie sia in termini di strategie di mercato; in questo potrebbe fare la differenza il possibile sviluppo dei mercati di flessibilità da parte del distributore che vengono ormai sperimentati, tramite apposite piattaforme, in qualche grande città (ad esempio a Roma è in via di sperimentazione il progetto Romeflex); in questo caso vengono incentivati tutti gli utenti partecipanti in grado di fornire energia al sistema elettrico quando se ne richiede il bisogno; tale sistema garantirebbe un incentivo ulteriore a tutti coloro che hanno a disposizione energia stoccata ed utilizzabile all'occorrenza.

La speranza è quella di raggiungere l'obiettivo posti dalla commissione europea per la trasformazione dell'UE in un'economia a impatto climatico zero entro il 2050 e la riduzione delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990, questo processo è ormai inarrestabile ed opportuno al fine di garantire un mondo più equo e più sostenibile per tutte le generazioni future

## 7. Bibliografia

- [1] T. -V. Le, H. ChuDuc and Q. X. Tran, "Optimized Integration of Renewable Energy in Smart Buildings: A Systematic Review from Scopus Data," 2024 9th International Conference on Applying New Technology in Green Buildings (ATiGB), Danang, Vietnam, 2024, pp. 397-402, doi: 10.1109/ATiGB63471.2024.10717701.
- [2] A. Bonfiglio, M. Minetti and R. Procopio, "Electric Vehicle Battery Virtual Partitioning Algorithm for Residential Vehicle-to-Home Service," 2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Torino, Italy, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST61601.2024.10694541.
- [3] R. Loggia, A. Flamini, A. Massaccesi, C. Moscatiello and L. Martirano, "A Case Study of a Renovation of a Historical University Department: The Nearly Zero-Energy Refurbished Buildings," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 58, no. 6, pp. 6970-6980, Nov.-Dec. 2022, doi: 10.1109/TIA.2022.3195823.
- [4] W. Xiaolei, "Research on the Application of BIM Concept and BIM Software in Architectural Design," *2018 International Conference on Engineering Simulation and Intelligent Control (ESAIC)*, Hunan, China, 2018, pp. 218-220, doi: 10.1109/ESAIC.2018.00058.
- [5] A. Galasso et al., "Innovative IFC classification in BIM models ready to be converted into Digital Twins," 2025 IEEE/IAS 61st Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), Montreal, QC, Canada, 2025, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICPS64254.2025.11030373.
- [6] A. Flamini *et al.*, "BIM and Digital Twin in Smart Electrical Power System: an Innovative Standard Classification," *2025 IEEE/IAS 61st Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, Montreal, QC, Canada, 2025, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICPS64254.2025.11030384.
- [7] R. Loggia *et al.*, "Digital Twin of a LV Microgrid with PV and Storage Based on an Open Source Monitoring System and BIM Model," *2024 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Phoenix, AZ, USA, 2024, pp. 1-9, doi: 10.1109/IAS55788.2024.11023741.
- [8] A. Flamini, R. Loggia, A. Massaccesi, C. Moscatiello and L. Martirano, "Building Information Modeling and Supervisory Control and Data Acquisition Integration: The Lambda Lab Digital Twin," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 29, no. 1, pp. 57-66, Jan.-Feb. 2023, doi: 10.1109/MIAS.2022.3214015.
- [9] A. Flamini, R. Loggia, A. Massaccesi, C. Moscatiello and L. Martirano, "BIM and SCADA integration: the Dynamic Digital Twin," *2022 IEEE/IAS 58th Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, Las Vegas, NV, USA, 2022, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICPS54075.2022.9773903.
- [10] Commissione Europea - Report from the commission to the European parliament, the council, the European economic and social committee, and the committee of the regions. 2020 report on the State of the Energy Union pursuant to Regulation (EU) 2018/1999 on Governance of the Energy Union and Climate Action Brussels, 14.10.2020 COM (2020) 950 final.
- [11] Commissione Europea, "Clean energy for all Europeans package," Lussemburgo, Ufficio delle pubblicazioni dell'Unione europea.

- [12] Parlamento Europeo e Consiglio. Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- [13] Parlamento Europeo e Consiglio. Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE.
- [14] Governo della Repubblica Italiana. Decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n.8. Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica.
- [15] Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente. Delibera 04 agosto 2020 318/2020/R/eel. Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una comunità di energia rinnovabile.
- [16] Ministero dello Sviluppo Economico. Decreto Ministeriale 16 settembre 2020. Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili.
- [17] Gestore dei Servizi Energetici. Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa.
- [18] Governo della Repubblica Italiana. Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.
- [19] Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente. Delibera 27 dicembre 2022 727/2022/R/eel. Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, 98 della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso
- [20] Ministero per l'Ambiente e la Sicurezza Energetica. Decreto Ministeriale 7 dicembre 2023 n. 414 Individuazione di una tariffa incentivante per impianti a fonti rinnovabili inseriti in comunità energetiche rinnovabili e nelle configurazioni di autoconsumo singolo a distanza e collettivo, in attuazione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n.199 e in attuazione della misura appartenente alla Missione 2, Componente del 2, Investimento 1.2 del PNRR.2023
- [21] Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente. Delibera 30 dicembre 2024 15/2024/R/eel Modifiche al Testo Integrato Autoconsumo Diffuso e verifica delle Regole Tecniche per il servizio per l'autoconsumo diffuso predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A..2024
- [22] Gestore dei Servizi Energetici. Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR, 2024.
- [23] H. Sæle, A. Morch, A. Buonanno, M. Caliano, M. D. Somma and C. Papadimitriou, "Development of Energy Communities in Europe," *2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921054
- [24] DPR n. 412 (26 agosto 1993), Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia.

- [25] UNI/TR 10349-2: Riscaldamento e raffreddamento degli edifici - Dati climatici - Parte 2: Dati di progettazione (in italiano).
- [26] L. De Santoli et al., "A General Approach for Retrofit of Existing Buildings Towards NZEB: The Windows Retrofit Effects on Indoor Air Quality and the Use of Low Temperature District Heating," 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2018, pp. 1-6
- [27] S. M. Maruf Ahmed, S. M. Masum Ahmed and M. Zeyad, "An approach of a Nearly Zero-Energy Building (nZEB) to build an official zone with Micro-grid," 2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon), 2020, pp. 662-667.
- [28] A. Massaccesi *et al.*, "A Case Study of a Microgrid for a Nearly Zero-Energy Refurbished Isolated House," 2025 IEEE/LAS 61st Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (IC&CPS), Montreal, QC, Canada, 2025, pp. 1-7, doi: 10.1109/ICPS64254.2025.11030351.
- [29] Decreto presidenziale Decreto presidenziale 26 (giugno 2015). Applicazione delle metodologie di calcolo della prestazione energetica e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici (in italiano).
- [30] UNI EN 1264-1:2021, Sistemi radianti alimentati ad acqua per il riscaldamento e il raffrescamento integrati nelle strutture - Parte 1: Definizioni e simboli (in italiano).
- [31] A. Flamini, L. Ciurluini, R. Loggia, A. Massaccesi, C. Moscatiello and L. Martirano, "A Prototype of Low-Cost Home Automation System for Energy Savings and Living Comfort," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 59, no. 4, pp. 4931-4941, July-Aug. 2023, doi: 10.1109/TIA.2023.3271618
- [32] UNI/TR 10349-2: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici – Parte 2: Dati di progetto
- [33] D.M. 26/06/25: Decreto interministeriale 26 giugno 2015 - Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici
- [34] R. Loggia, A. Flamini, A. Massaccesi, C. Moscatiello, A. Galasso and L. Martirano, "Electrical Load Profiles for Residential Buildings: Enhanced Bottom-Up Model (EBM)," 2023 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Terrasini, Italy, 2023, pp. 635-640, doi: 10.1109/ICCEP57914.
- [35] Ente Italiano di Normazione. UNI 10380: "illuminazione d'interni con luce artificiale". 2001.
- [36] Ente Italiano di Normazione. UNI/TS 11300-6:2016:" Prestazioni energetiche degli edifici - Parte 6: Determinazione del fabbisogno di energia per ascensori, scale mobili e marciapiedi mobili".2016
- [37] European Commission. «Energy consumption in households» Eurostat.
- [38] Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea. «Direttiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012 sull'efficienza energetica». *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*, L 315, 2012, pp. 1-56.
- [39] M. A. Omar, «Comparison of Central and Individual Heating Systems Used for Heating Housings» *Türk Döğ ve Fen Dergisi*, vol. 12, n. 2, pp. 8-16, 2023
- [40] Ente Italiano di Normazione. UNI EN ISO 52016-1:2018 Prestazione energetica degli edifici - Fabbisogni energetici per riscaldamento e raffrescamento, temperature interne e carichi termici sensibili e latenti - Parte 1: Procedure di calcolo.2018

- [41] Comune di Roma. Ordinanza n. 114 del 31 ottobre 2023 Periodo, orari di funzionamento e temperature di esercizio degli impianti termici ad uso riscaldamento sul territorio di Roma Capitale, nella stagione invernale 2023-2024
- [42] S. Laurent e s. Franco, «la firma energetica,» progetto 2000, n. 36, pp. 4-11, giugno 2009
- [43] Ente Italiano di Normazione. UNI EN ISO 52016-1:2018 Prestazione energetica degli edifici - Fabbisogni energetici per riscaldamento e raffrescamento, temperature interne e carichi termici sensibili e latenti - Parte 1: Procedure di calcolo.2018
- [44] R. Loggia *et al.*, "A Monitoring Platform Tool for Energy Communities Optimization and AI Applications," *2025 IEEE/LAS 61st Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (ICPS)*, Montreal, QC, Canada, 2025, pp. 1-6, doi: 10.1109/ICPS64254.2025.11030342
- [45] Piechurski, Krzysztof et al. "The impact of the work under partial load on the energy efficiency of an air-to-water heat pump." .2017.
- [46] Gestore dei Servizi Energetici. 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. 2024
- [47] R. Loggia *et al.*, "Physical and Virtual Energy Community: A Comparison with a Load-Demand Profiles Generator Tool (PGT)," *2023 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, Nashville, TN, USA, 2023, pp. 1-7, doi: 10.1109/IAS54024.2023.10407023.