



Ricerca di Sistema elettrico

# Modelli di business collaborativi per le Energy Communities basate sulla tecnologia blockchain

Franzò S., Chiaroni D., Chiesa V., Frattini F.



**POLITECNICO**  
MILANO 1863  
SCHOOL OF MANAGEMENT

Report RdS/PTR2020/028

## MODELLI DI BUSINESS COLLABORATIVI PER LE ENERGY COMMUNITIES BASATE SULLA TECNOLOGIA BLOCKCHAIN

Franzò S., Chiaroni D., Chiesa V., Frattini F. (Politecnico di Milano)

Aprile 2021

### Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Triennale di Realizzazione 2019-2021 - II annualità

Obiettivo: Tecnologie

Progetto: Tecnologie per la penetrazione efficiente del vettore elettrico negli usi finali

Work package: Local Energy District

Linea di attività: WP1 - LA1.52 Modello per la valutazione economica di business case relativi all'utilizzo della tecnologia blockchain in una energy community

Responsabile del Progetto: Claudia Meloni, ENEA

Responsabile del Work package: Claudia Meloni, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "Modelli di business collaborativi per le Energy Communities basate sulla tecnologia blockchain" e "KPI di riferimento per dati urbani energetici"

Responsabile scientifico ENEA: Osea Gregori

Responsabile scientifico Politecnico: Simone Franzò

## Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	6
2 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ SVOLTE E RISULTATI.....	7
2.1 IL QUADRO NORMATIVO NAZIONALE SULLE ENERGY COMMUNITY .....	7
2.2 LA DEFINIZIONE DEGLI ARCHETIPI DI ENERGY COMMUNITY E I MODELLI DI BUSINESS.....	10
2.2.1 <i>Gli archetipi</i> .....	10
2.2.2 <i>I modelli di business</i> .....	13
2.3 IL MODELLO ENERGETICO-ECONOMICO .....	15
2.3.1 <i>La struttura del modello energetico</i> .....	15
2.3.1.1 Generazione dei profili di domanda .....	16
2.3.1.2 Generazione del profilo di produzione .....	<b>Errore. Il segnalibro non è definito.</b>
2.3.1.3 Presenza dei sistemi di accumulo .....	18
2.3.1.4 Calcolo dei flussi energetici della comunità.....	19
2.3.1.5 I profili energetici degli archetipi .....	21
2.3.2 <i>Il modello economico: le ipotesi alla base</i> .....	30
2.4 INTEGRAZIONE DELLA ENERGY COMMUNITY CON UNA LOCAL TOKEN ECONOMY .....	34
2.4.1 <i>L'impiego della tecnologia blockchain in ambito energetico</i> .....	34
2.4.2 <i>Tecnologia blockchain per abilitare scambi sociali</i> .....	34
2.5 APPLICAZIONE DEL MODELLO AGLI ARCHETIPI: IL PUNTO DI VISTA DELLA COMMUNITY .....	36
2.5.1 <i>I risultati della simulazione "condominio"</i> .....	36
2.5.2 <i>I risultati della simulazione "super condominio"</i> .....	40
2.5.3 <i>I risultati della simulazione "area residenziale"</i> .....	41
2.5.4 <i>I risultati della simulazione "area mista"</i> .....	42
2.5.5 <i>I risultati della simulazione "Pubblica Amministrazione"</i> .....	44
2.6 APPLICAZIONE DEL MODELLO AGLI ARCHETIPI: IL PUNTO DI VISTA DELL'UTENTE .....	45
3 CONCLUSIONI.....	47
4 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI .....	49
5 ABBREVIAZIONI ED ACRONIMI.....	50
6 CURRICULUM SCIENTIFICO DEL GRUPPO DI LAVORO.....	51

## Sommario

L'**obiettivo dell'attività di ricerca**, su base triennale, è quello di proporre una comunità energetica basata sulla condivisione di servizi energetico-sociali anche valutando le potenzialità associate all'adozione della tecnologia blockchain in questo contesto. In coerenza con l'obiettivo generale, il presente rapporto (relativo alla seconda annualità) prende le mosse dal quadro normativo vigente in Italia relativamente al recepimento preliminare della Direttiva RED II per sviluppare un modello di **simulazione energetico-economica** delle configurazioni ammissibili di autoconsumatori collettivi e Comunità Energetiche Rinnovabili e successivamente applicarlo ad un set di archetipi rappresentativi. Vengono inoltre individuati i servizi energetici e sociali che possono essere abilitati - anche attraverso l'applicazione della tecnologia blockchain - in una comunità energetica che si trovi all'interno di una Local Token Economy, così come definita all'interno dello studio "Aspetti socio economico normativi riguardanti l'implementazione del modulo LTE in piattaforma LEC".

A tal fine, è stato in primo luogo costruito un **modello energetico in formato MS Excel**, tramite il quale è possibile generare i profili di consumo di diverse tipologie di utenti ed i profili di produzione degli impianti di generazione di energia. Gli utenti sono stati selezionati sulla base di un'analisi del patrimonio edilizio italiano e della composizione delle famiglie da censimento ISTAT. Al fine di modellizzare le configurazioni di Energy Community, sono stati poi creati degli archetipi, ossia diverse possibili aggregazioni degli utenti definiti in precedenza. Gli archetipi intendono rappresentare e simulare alcune delle configurazioni che più verosimilmente verranno implementate in una fase di effettiva diffusione delle Energy Community sul territorio nazionale. In particolare, gli utenti residenziali (per i quali si sono ipotizzate tre famiglie-tipo di riferimento) sono stati raggruppati dapprima all'interno di **condomini e supercondomini** che si attengono alle regole di autoconsumo collettivo; in secondo luogo, all'interno di **aree residenziali ed aree miste**, che rispecchiano la configurazione di Comunità Energetiche Rinnovabili. Oltre agli utenti residenziali, queste ultime contengono anche soggetti afferenti al settore terziario come uffici e centri commerciali. Infine, è stato inserito un quinto archetipo, riferito alle configurazioni che ricadono nel perimetro della Pubblica Amministrazione, che include in particolare scuole ed uffici.

A complemento del modello energetico, è stato realizzato un **modello economico** che valuta la sostenibilità economica dell'investimento associato alla creazione delle configurazioni sopracitate, in base al modello di business adottato. In particolare, il modello economico tiene in considerazione le diverse **voci di ricavo e costo** che intercorrono dalla creazione alla gestione della configurazione in esame, calcolando gli indicatori di sostenibilità economica **NPV, PBT e IRR**. Inoltre, assumendo la prospettiva del singolo soggetto partecipante, il modello fornisce la stima del **marginale operativo annuo medio** a beneficio di ciascun soggetto partecipante. I tre modelli di business simulati sono stati denominati "**user driven**", "**service provider driven**" e "**PA driven**". Il primo rappresenta il caso in cui l'iniziativa di costituire una Energy Community viene presa da utenti finali, i quali si occupano di tutte le azioni relative allo sviluppo della stessa, compreso l'onere dell'investimento. Nel secondo caso, un soggetto terzo (quale ad esempio una ESCo o una utility) si pone come "developer" della configurazione, proponendo agli utenti finali (siano essi utenti domestici, del terziario o della Pubblica Amministrazione) una struttura ed occupandosi di tutte le questioni tecniche ed organizzative; in questo caso, l'investimento può essere sostenuto interamente dal soggetto terzo o in condivisione con gli utenti. L'ultimo modello di business (PA driven) prevede che l'iniziativa sia proposta e supportata da un ente della Pubblica Amministrazione, il quale sostiene autonomamente l'investimento.

Rimandando alle sezioni successive del rapporto per una visione di dettaglio sulle assunzioni ed i risultati associati a ciascuna simulazione, è interessante sottolineare che l'applicazione del modello energetico-economico al modello di business "**user driven**" fa emergere un rendimento (**IRR**) per gli utenti compreso tra il **5%**, nell'archetipo "condominio" con storage posto in Nord Italia ed il **17%** nell'archetipo "supercondominio" posto in Sud Italia. Viceversa, il modello di business "**service provider driven**", in cui un

soggetto terzo sostiene autonomamente l'intero investimento, non risulta economicamente conveniente, in virtù dell'impossibilità di accesso alla detrazione fiscale del 50% per il soggetto investitore. Il medesimo modello di business porta invece a risultati migliori nel caso in cui l'investimento sia condiviso fra il soggetto terzo e gli utenti, ipotizzando che il soggetto terzo goda della **cessione integrale del credito** da parte degli utenti che hanno la possibilità di accedervi. Infine, il modello di business **PA driven** permette di ottenere un IRR tra il **10%** e il **12%**, se l'investimento viene sostenuto dalla PA stessa, mentre comporta redditività minore nel caso in cui l'investimento sia sostenuto interamente dal soggetto terzo.

L'analisi svolta attraverso il modello energetico-economico è completata con lo studio delle attività che possono essere abilitate tramite l'applicazione della tecnologia blockchain all'interno della comunità. Queste sono: la partecipazione a meccanismi di flessibilità (i cui impatti economici vengono considerati nel modello energetico-economico), la raccolta e gestione affidabile e sicura dei dati di consumo e condivisione dell'energia, e l'attivazione e regolazione di scambi sociali tra i membri della comunità. Quest'ultima attività può essere attivata nel caso in cui la comunità energetica si trovi all'interno di una Local Token Economy, la quale incentiva le interazioni sociali tra i membri attraverso lo scambio di token tra gli stessi e meccanismi di premiazione delle attività virtuose.

In generale, l'introduzione delle nuove configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili può rappresentare un'opportunità interessante per i soggetti coinvolti, che siano essi privati o imprese. Infine, per il sistema-Paese la creazione di comunità energetiche o schemi di autoconsumo collettivo può sostenere investimenti in impianti distribuiti di generazione rinnovabile spingendo, inoltre, verso la massimizzazione dell'energia consumata in loco o condivisa, con i conseguenti benefici per il sistema elettrico e il raggiungimento degli obiettivi nazionali di sostenibilità.

## 1 Introduzione

Il presente accordo di collaborazione tra ENEA ed il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano si pone l'obiettivo di analizzare il fenomeno emergente delle "Energy community", che fa riferimento a comunità di utenze energetiche che soddisfano (*in toto* od *in parte*) le proprie esigenze energetiche mediante un approccio collegiale che prevede la creazione di hub energetici multi-vettore (con la presenza ad esempio di fonti rinnovabili, sistemi di accumulo e tecnologie per la gestione efficiente dell'energia), oltre che la possibilità di fornire una serie di servizi di comunità nell'ambito della community stessa.

La diffusione delle Energy Community in Italia è supportata da un **quadro normativo e regolatorio attualmente in fase di sviluppo**, basato sulle Direttive europee "Renewable Energy Directive 2018/2001" (nota come RED II), pubblicata a dicembre 2018, e "Directive on common rules for the internal market for electricity 2019/944" (cosiddetta Direttiva IEM), pubblicata a giugno 2019. Queste Direttive sono nate sulla scia del "**Clean Energy for all Europeans Package**", approvato nella sua più recente versione a giugno 2019, che prevede diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica. Tra gli obiettivi del Pacchetto di norme, vi è quello di porre le basi per la promozione del **ruolo attivo dei consumatori** nell'ambito della transizione energetica, ed uno degli "strumenti abilitanti" più rilevanti in quest'ambito riguarda la definizione delle "Energy Community" come un nuovo attore del settore energetico.

Le nuove configurazioni introdotte dalle due Direttive sopracitate sono: gli "Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente", le "Comunità Energetiche Rinnovabili", i "Clienti attivi consorziati" e le "Comunità Energetiche di Cittadini"; ad oggi solo le prime due definizioni sono state introdotte nella normativa italiana.

Nell'ambito di questo progetto – di durata triennale – i principali **obiettivi della seconda annualità**, cui fa riferimento il presente rapporto, sono i seguenti:

- **sviluppare un modello per la valutazione energetico-economica** di business case relativi alla creazione di Energy Community;
- **analisi dei modelli di business e dei fattori abilitanti** che possono influenzare la diffusione delle Energy Community;
- analisi degli ulteriori **servizi energetici e sociali che possono essere abilitati attraverso l'adozione della tecnologia blockchain** internamente alla comunità e della possibile integrazione di una comunità energetica all'interno di una Local Token Economy.

## 2 Descrizione delle attività svolte e risultati

### 2.1 Il quadro normativo nazionale sulle Energy Community

La normativa italiana sulle Comunità Energetiche, nata sulla base della **direttiva europea Renewable Energy Directive 2018/2001 (RED II)**<sup>1</sup>, è oggi arrivata alla completa definizione delle norme che ne regolano la **prima fase pilota**. Questa fase pilota è nata al fine di raccogliere esperienze ed elementi utili riguardo la regolazione dell'autoconsumo collettivo in Italia, in vista del pieno recepimento della Direttiva RED II, previsto per giugno 2021.

In Figura 1 sono rappresentati i principali riferimenti normativi che hanno concorso alla definizione della normativa nazionale.

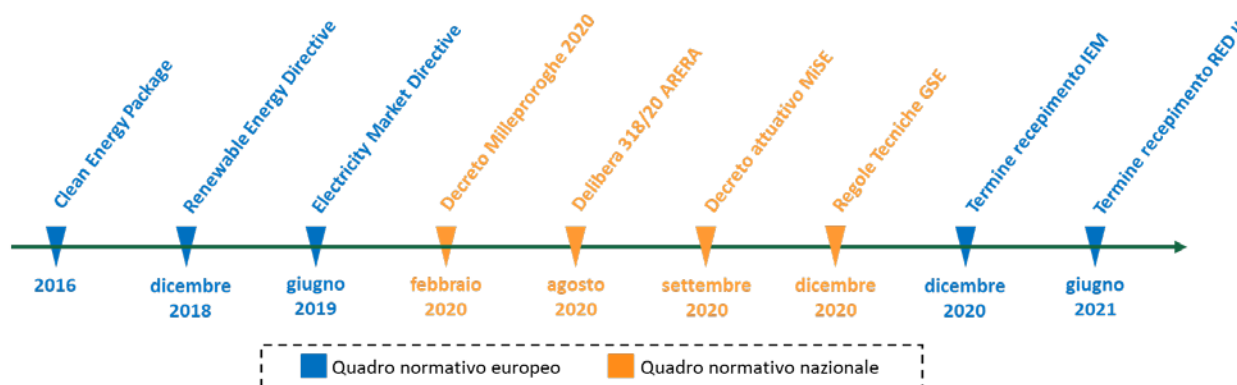


Figura 1. Fasi dello sviluppo della normativa italiana

Il percorso è iniziato il **28 febbraio 2020** con la pubblicazione del **Decreto Milleproroghe 2020**, entrato in vigore a marzo 2020, con cui sono state introdotte, per la prima volta nella legislazione italiana, le definizioni di «**Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente**» e «**Comunità di Energia Rinnovabile**» (REC). Le definizioni sono state introdotte nel Decreto citando direttamente le definizioni date dalla Direttiva RED II, perciò senza sostanziali modifiche rispetto ad essa.

Il Decreto definisce le linee guida su cui si devono basare i successivi provvedimenti regolatori di ARERA, del MISE e del GSE. Le principali disposizioni riguardano:

- La definizione del **concetto di prossimità**, da rispettare per gli utenti e gli impianti che fanno parte delle configurazioni. Il vincolo, lasciato libero all'interno della direttiva RED II, è stato interpretato come segue:
  - per gli autoconsumatori collettivi, l'appartenenza al medesimo edificio o condominio;
  - per le REC, l'ubicazione su reti elettriche di bassa tensione sottese, alla data della creazione della comunità, alla medesima cabina secondaria (MT/BT).
- Riguardo gli **impianti ammessi** a fare parte delle configurazioni, il legislatore ha posto il vincolo di impianti di nuova installazione (installati a partire dal 1 marzo 2020) e di medio-piccola taglia (massimo 200 kW di potenza per impianto).
- Riguardo le **attività** che è previsto che le configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche portino avanti, l'interpretazione del legislatore è risultata restrittiva, rispetto alla

<sup>1</sup> Si rimanda al Report "Energy Communities basate sulla tecnologia blockchain: analisi dei modelli organizzativi e del quadro normativo-regolatorio a livello Europeo" [1] per l'analisi approfondita della Direttiva europea RED II e il confronto con la Direttiva Europea IEM.

proposta definita dalla RED II, permettendo in questa prima fase le sole attività di produzione, vendita, accumulo e condivisione, internamente alla comunità, dell'energia prodotta.

- Il concetto di **condivisione dell'energia** internamente alla comunità è stato definito **secondo un approccio «virtuale»**; la condivisione dell'energia prodotta avviene quindi utilizzando la rete di distribuzione esistente, e l'energia condivisa viene calcolata, per ogni periodo orario, come il minimo tra la somma dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di produzione della comunità e la somma dell'energia elettrica prelevata tramite i punti di connessione dei membri consumatori. Il decreto non prevede perciò l'installazione di nuovi tratti di rete né la cessione di parte della rete pubblica esistente per uso privato della comunità.
- Infine, il decreto prevede che, per la quota parte di energia che risulta essere stata prodotta e condivisa internamente alla comunità, sia prevista:
  - l'**esenzione dalle componenti tariffarie che non risultano tecnicamente** applicabili all'energia condivisa, il cui valore è determinato da ARERA nella **Delibera ARERA 318/2020**, illustrata nel seguito;
  - l'introduzione di una **tariffa incentivante "volta a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo dei sistemi di accumulo"**, la cui determinazione è compito del **Ministero dello Sviluppo economico**, che l'ha definita con il **decreto attuativo del 15 settembre 2020**, illustrato nel seguito.

Il percorso di definizione del contesto normativo delle configurazioni di autoconsumo collettivo è quindi proseguito con la pubblicazione della **Delibera ARERA 318/2020**, ad **agosto 2020**, così come definito dal precedente decreto Milleproroghe 2020.

All'interno della Delibera viene individuato il valore delle componenti tariffarie che non risultano tecnicamente applicabili alla quota di energia che risulti condivisa internamente alla configurazione; il valore definito differisce per le due configurazioni («Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente» e «Comunità di Energia Rinnovabile») secondo lo schema seguente:

- per entrambe le configurazioni, è prevista la **restituzione delle parti unitarie variabili legate a trasmissione (TRASE) e distribuzione (BTAU)**;
- solo per gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è prevista inoltre una **restituzione che rispecchia la riduzione di perdite di rete** associata al consumo di energia nel medesimo sito in cui questa è prodotta, pari:
  - nel caso di impianti connessi in bassa tensione, al 2,6% del prezzo zonale orario per la quota di energia condivisa.
  - nel caso di impianti connessi in media tensione, al 1,2% del prezzo zonale orario per la quota di energia condivisa.

Questi valori devono di conseguenza essere oggetto di restituzione da parte del GSE.

All'interno della Delibera ARERA, vengono inoltre definite le figure di «referente» della configurazione, responsabile dei rapporti con il GSE, e di «produttore», responsabile dell'esercizio degli impianti di produzione interni alla comunità.

Il «referente» della configurazione è:

- nel caso di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, il legale rappresentante dell'edificio o condominio, oppure un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione che appartengono alla configurazione;
- nel caso di una comunità di energia rinnovabile, la comunità stessa, in qualità di soggetto giuridico.

Il «**produttore**» è una persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto di produzione. È l'intestatario dell'officina elettrica di produzione e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dell'impianto di produzione. In particolare:

- nel caso di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, l'impianto può essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestito da un soggetto terzo, purché esso resti soggetto alle istruzioni del gruppo di autoconsumatori;
- nel caso di una comunità di energia rinnovabile, gli impianti di produzione possono essere gestiti dalla comunità medesima o da un suo membro o da un produttore terzo, ma devono essere detenuti dalla comunità di energia rinnovabile (cioè essa ne ha la proprietà o la piena disponibilità sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà, quale ad esempio l'usufrutto o il comodato d'uso).

Proseguendo nell'analisi del percorso legislativo che ha portato alla regolazione delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile, citiamo il **Decreto attuativo pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico il 15 settembre 2020**.

Tale decreto individua la tariffa incentivante per la remunerazione dell'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni e che risulti condivisa, secondo la definizione riportata precedentemente, internamente ad esse. Questa risulta essere, in forma di **tariffa premio per un periodo di 20 anni**, pari a:

- 100 €/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una configurazione di autoconsumo collettivo;
- 110 €/MWh nel caso in cui l'impianto faccia parte di una comunità energetica rinnovabile.

Inoltre, il Decreto stabilisce che l'intera energia prodotta dagli impianti della configurazione ed immessa in rete resta nella disponibilità del referente della configurazione, con facoltà di cessione al GSE.

L'ultimo step ad oggi implementato relativo alla regolazione delle configurazioni di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità di energia rinnovabile, ed alla valorizzazione dell'energia condivisa internamente a queste configurazioni, è la **pubblicazione, da parte del GSE, delle "Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa"** avvenuta a **dicembre 2020**. Il documento riporta tutte le regole operative necessarie all'attivazione di una configurazione di autoconsumo collettivo o di una comunità energetica, riprendendo i documenti pubblicati precedentemente per definire e regolamentare le stesse. Vista la natura del documento, non vi sono novità significative rispetto a quanto riportato precedentemente, se non per alcune precisazioni di natura operativa.

Con la pubblicazione delle Regole Tecniche del GSE, il quadro normativo nazionale nell'ambito dell'autoconsumo collettivo di energia risulta ad oggi completo per l'attivazione della fase pilota propedeutica al recepimento della Direttiva RED II.

## 2.2 La definizione degli archetipi di Energy Community e i modelli di business

Con l'obiettivo di studiare la sostenibilità economica delle configurazioni di autoconsumatori collettivi e comunità energetiche rinnovabili, sono stati definiti alcuni "archetipi" e modelli di business.

Gli archetipi rappresentano possibili combinazioni di membri, che differiscono l'uno dall'altro in termini di numerosità e tipologia (residenziale, terziario, Pubblica Amministrazione).

I modelli di business intendono, invece, rappresentare la relazione fra i soggetti coinvolti, in particolare distinguendo il ruolo degli utenti da quello dei soggetti terzi (ossia coloro i quali non rientrano nelle configurazioni come membri ma interagiscono con la comunità in qualità di fornitori delle tecnologie o dei servizi necessari al funzionamento della comunità). I modelli di business sono inoltre caratterizzati da diverse modalità di finanziamento dell'investimento, che ne influenzano la sostenibilità economica.

### 2.2.1 Gli archetipi

Ai fini dello studio sono state create cinque tipologie di archetipi, così denominati:

- **Condominio**, composto da 12 nuclei familiari, ognuno collocato in una abitazione (come esempio di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente);
- **Super condominio**, composto da 4 condomini (come esempio di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente);
- **Area residenziale**, composta da soli utenti residenziali collocati in condomini, super condomini o villette a schiera (come esempio di comunità di energia rinnovabile);
- **Area mista**, in cui sono presenti sia utenti residenziali che utenti del settore terziario (uffici e attività commerciali) (come esempio di comunità di energia rinnovabile);
- **Pubblica Amministrazione**, archetipo composto da 2 complessi scolastici e 5 uffici amministrativi (come esempio di comunità di energia rinnovabile).

Gli elementi principali che differenziano un archetipo dall'altro sono la numerosità e la tipologia di soggetti coinvolti, oltre alla tipologia di configurazione in cui si inseriscono. Il condominio e super condominio, infatti, rientrano nella definizione di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, mentre l'area residenziale, l'area mista e la Pubblica Amministrazione si configurano come comunità di energia rinnovabile.

Nei paragrafi che seguono si entra nel dettaglio della costruzione degli archetipi, partendo dalle unità elementari, ossia le tipologie di utenti, passando poi alla loro aggregazione e infine ai modelli di business applicati.

Il processo di definizione degli utenti che fanno parte degli schemi di autoconsumo collettivo e comunità energetica ha preso avvio da una fase iniziale in cui si è analizzato in dettaglio lo stock edilizio italiano, al fine di comprendere la diffusione degli edifici in base alla loro tipologia di utilizzo, da cui trarre spunto per l'identificazione dei soggetti da inserire all'interno delle aggregazioni oggetto di studio.

Innanzitutto, si è osservata la distribuzione degli edifici sul territorio italiano in base al loro utilizzo. Dall'ultimo censimento ISTAT del 2011 (Fig.2) emerge come più di 12 milioni di edifici siano ad uso residenziale e rappresentino quasi il 90% del patrimonio edilizio nazionale. Una quota minoritaria di edifici è destinata ad uso industriale (2,1%), commerciale (1,8%) e direzionale/terziario (0,4%).

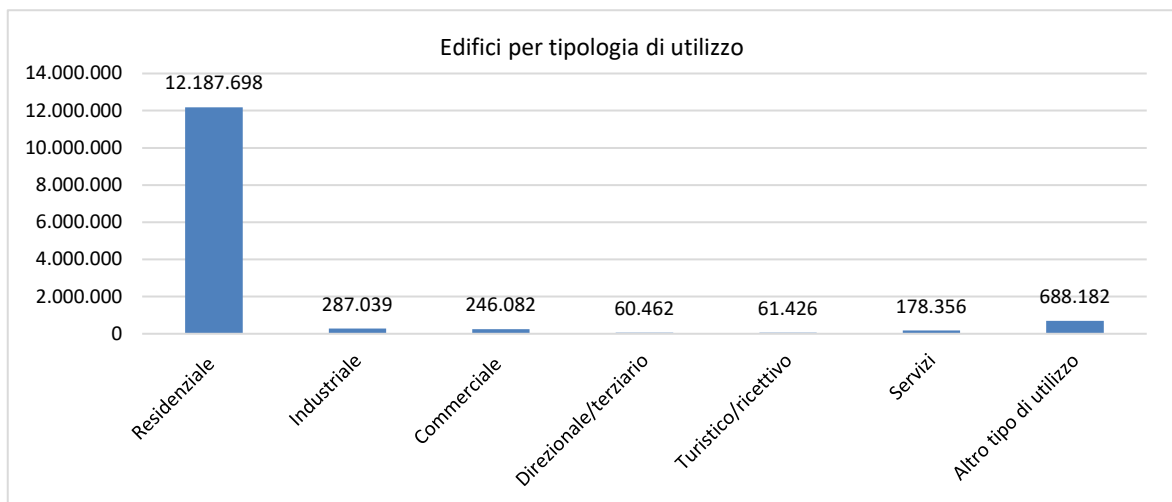


Figura 2. Edifici per tipologia di utilizzo – Fonte: Istat, 2011

Inoltre, si evince dal “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima” (PNIEC) [2] come il 74% di essi sia stato costruito prima del 1980 e la classe energetica maggiormente diffusa sia la classe G. Dai dati ISTAT del 2011 sono state poi estrapolate le informazioni riguardanti le tecnologie di riscaldamento e raffrescamento impiegate nelle abitazioni italiane. È emerso che, indipendentemente dalla zona geografica, per il riscaldamento vengono utilizzati prevalentemente impianti autonomi e la fonte primaria di energia nel 73% dei casi è rappresentata dal metano. Dall’altro lato, circa il 30% delle famiglie dispone anche di un impianto di raffrescamento, che consiste prevalentemente in climatizzatori caldo/freddo fissi o portatili (a pompa di calore).

L’analisi è proseguita con l’obiettivo di dettagliare ulteriormente le caratteristiche degli utenti residenziali da inserire all’interno degli archetipi. Un aspetto che è stato analizzato (vedi Fig.3) riguarda la composizione dei nuclei familiari: il 34% dei 25,7 milioni di famiglie italiane è composto da coppie con figli e il 33% da famiglie unipersonali. Rispetto al numero di figli, nel 52% dei casi si tratta di situazioni con un unico figlio.

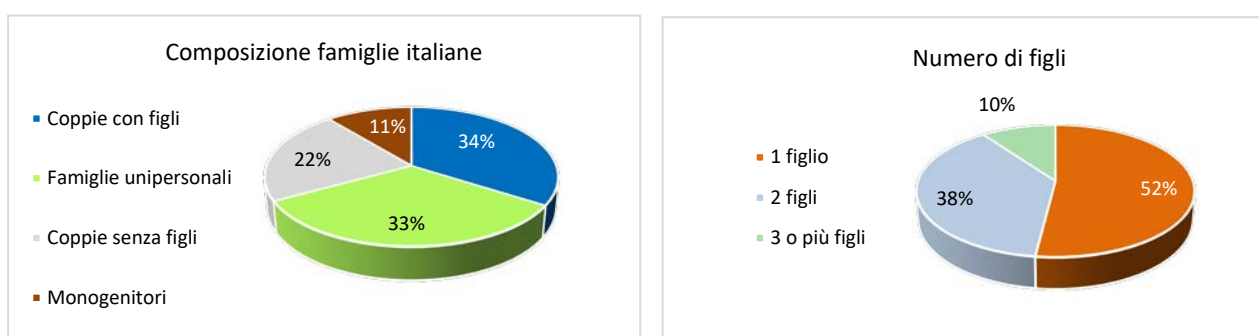


Figura 3. Composizione delle famiglie italiane – Fonte: Istat, 2011

In questo contesto, un’attenzione particolare è stata posta sul sottoinsieme delle famiglie che si trovano nelle condizioni di povertà energetica, dove con il termine "**povertà energetica**" si fa riferimento alla difficoltà delle famiglie o dei single nell'acquisto di quel paniere minimo di servizi energetici necessario per il mantenimento di uno standard di vita dignitoso e per evitare conseguenze sulla salute.

Nel 2016 l'Italia registra una percentuale pari al 16% circa di persone che non possono permettersi un adeguato riscaldamento domestico, con una concentrazione nel sud e nelle isole, come mostrato in Figura 4.

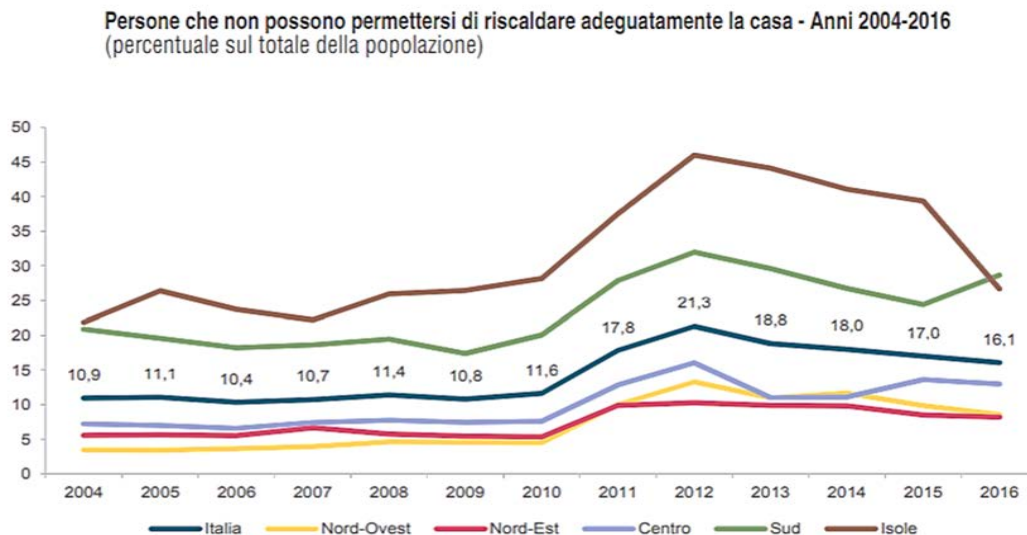


Figura 4. Fonte: Istat, SDGs 2018

All'interno del PNIEC [2] si ritrova maggiore dettaglio per l'anno 2016 rispetto alle famiglie in povertà energetica suddivise per area geografica, età e dimensione della famiglia. Si osserva, infatti, come le famiglie con 4 componenti localizzate nel Mezzogiorno siano quelle più in difficoltà nell'acquisto dell'energia (Fig.5).

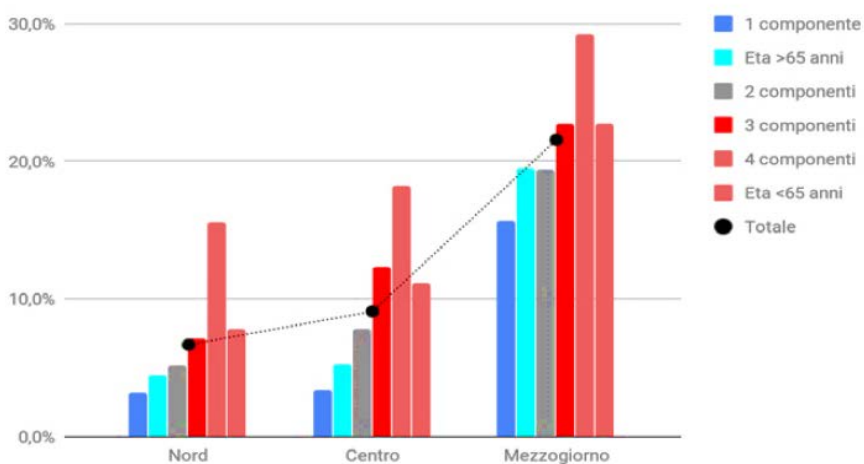


Figura 5. Composizione delle famiglie in povertà energetica – Fonte: PNIEC, 2019

Alcuni degli interventi che possono essere implementati per contrastare il fenomeno della povertà energetica riguardano l'efficienza energetica degli edifici e l'installazione di impianti a fonti rinnovabili in autoconsumo. Questi contribuirebbero da un lato a diminuire il fabbisogno energetico delle famiglie, dall'altro ad avere accesso all'energia ad un costo inferiore. Per questo motivo risulta interessante tenere in considerazione questa tipologia di utenti nello studio delle Comunità Energetiche, poiché tra i loro obiettivi

sono compresi per l'appunto l'installazione di nuovi impianti a fonti rinnovabili e l'autoconsumo, così come evidenziato anche nel primo recepimento italiano della Direttiva RED II.

A valle delle analisi svolte, è possibile identificare le variabili secondo cui si caratterizzano le famiglie:

- Numero di componenti del nucleo familiare
- Tipologia di utenti, in termini di occupazione
- Tecnologia di riscaldamento
- Tecnologia di raffrescamento
- Zona climatica.

La combinazione di queste variabili dà vita a diversi nuclei familiari, i quali verranno raggruppati inizialmente all'interno di condomini e villette a schiera, per poi confluire negli archetipi più ampi.

Oltre agli utenti residenziali sono state considerate altre due categorie di soggetti del settore terziario: gli uffici e le attività commerciali al dettaglio o all'ingrosso. A differenza del segmento residenziale, i soggetti del terziario risultano maggiormente frammentati, sono state scelte dunque alcune variabili secondo cui possono essere caratterizzati e modellati:

- Superficie edificio
- Orario di attività
- Impianto di riscaldamento
- Impianto di raffrescamento
- Zona climatica
- Consumi annui.

Infine, l'ultima categoria di soggetti considerati nell'analisi fa riferimento ad edifici della Pubblica Amministrazione. In particolare, nell'archetipo dedicato, sono stati inseriti edifici ad uso uffici ed edifici ad uso scolastico, modellizzati secondo le seguenti variabili:

- Superficie edificio
- Orario di attività
- Impianto di riscaldamento
- Consumi annui.

### 2.2.2 I modelli di business

I modelli di business che si applicano agli archetipi sono tre: il modello **"user driven"**, il modello **"service provider driven"** e infine il modello **"PA driven"**. I tre modelli sono alternativi e si differenziano per il soggetto promotore, che corrisponde altresì con il soggetto che si fa carico degli investimenti necessari per la creazione della community. Il soggetto che sostiene l'investimento può essere affiancato da altri attori che, a vario titolo, partecipano alla creazione e sviluppo della comunità. Soprattutto in una fase iniziale di sperimentazione si può prevedere che anche le università o gli enti di ricerca rientrino nel panel di soggetti terzi coinvolti.

Al fine di comprendere meglio le caratteristiche dei modelli di business è opportuno introdurre una breve panoramica sulla filiera dei soggetti terzi con cui la community interagisce. In prima istanza, i soggetti qui raccolti fanno riferimento esclusivamente all'ambito energetico, mentre per quanto riguarda le attività di scambio dei servizi sociali, i soggetti terzi coinvolti possono essere diversi e molteplici. È possibile dunque suddividere i **soggetti terzi** dell'ambito energy in due categorie:

- **Utility ed ESCo**, sono i soggetti che possono avere un ruolo propulsivo e trainante per la creazione della community, per esempio facendosi carico dell'investimento iniziale e fornendo dei servizi alla comunità una volta che questa è stata creata. Questo ruolo può essere svolto anche dai Balance

Service Provider (BSP), ovvero coloro che fanno da aggregatori virtuali delle risorse all'interno del progetto pilota UVAM per prestare servizi di flessibilità alla rete.

- **Fornitori di tecnologia**, sono i soggetti che forniscono le tecnologie hardware o software utilizzate dalla community per la produzione di energia o la gestione degli scambi energetico/sociali. Tra queste si ritrovano sicuramente i fornitori di impianti fotovoltaici, di sistemi di accumulo, tecnologie di efficienza energetica, colonnine di ricarica delle auto e fornitori dei dispositivi di misura connessi ad una piattaforma software di gestione.

Una volta presentati gli attori in gioco è possibile comprendere le caratteristiche dei tre modelli di business precedentemente citati:

- Nel **modello user driven**, l'iniziativa di creare la community prende vita dagli utenti, sono quindi le famiglie ed eventualmente alcuni rappresentanti del settore terziario che si uniscono per costituirsi come autoconsumatori collettivi di energia rinnovabile o come Comunità Energetica e si fanno carico degli investimenti necessari. In questo caso gli utenti si rivolgono necessariamente a fornitori esterni alla community (technology providers piuttosto che ESCo) per procurarsi tecnologie e servizi necessari per il funzionamento e la gestione della comunità.
- Nel **modello service provider driven** un soggetto terzo, ad esempio le utility o le ESCo citate in precedenza, si pone come soggetto promotore della community e aggregatore degli utenti. Il soggetto promotore si fa carico, interamente o parzialmente, degli investimenti e fornisce alla community i servizi di sua competenza, come ad esempio la gestione e manutenzione degli impianti di generazione. Per quanto riguarda i servizi e le tecnologie su cui non ha il presidio, tale soggetto si rivolgerà a fornitori esterni per procurarsi le tecnologie e i servizi necessari. In questo modello di business dal punto di vista economico si instaura tra il soggetto promotore e gli utenti della community una forma di **profit sharing**, in cui i ricavi afferenti alla comunità vengono poi condivisi con i singoli utenti secondo logiche di ripartizione definite all'interno della community. La parte dei ricavi trattenuta dal service provider ha l'obiettivo di ripagare l'investimento iniziale da egli sostenuto e i servizi che offre alla comunità.
- Nel **modello PA driven** si assiste ad una iniziativa che prende origine da soggetti pubblici, ad esempio i Comuni, i quali provvedono all'installazione degli impianti di generazione rinnovabili presso un edificio della PA e con l'energia prodotta alimentano altri edifici pubblici, rispettando i vincoli di perimetro imposti dalla normativa. In questo modello, così come nel modello user driven, la PA si rivolgerà a fornitori esterni di tecnologie e servizi nella misura in cui questi saranno necessari per la creazione e conduzione della comunità.

## 2.3 Il modello energetico-economico

### 2.3.1 La struttura del modello energetico

Il modello per la simulazione del funzionamento una comunità energetica è sviluppato con VBA di Excel e si compone, in particolare, di due passaggi principali:

1. **generazione del profilo orario di consumo** di energia termica ed elettrica da parte della comunità in un anno (sviluppato attraverso CREST Demand Model [3]), basato sulle caratteristiche della comunità da rappresentare;
2. **sviluppo del profilo orario di generazione** di energia elettrica da parte dell'impianto/degli impianti afferenti alla comunità oggetto di analisi.

Il modello prende in input tutte le variabili necessarie alla rappresentazione di una comunità energetica rinnovabile o di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, così come definiti e regolati dall'attuale legislazione italiana. Si fa perciò riferimento a gruppi di utenti (domestici, uffici, PMI) situati in un'area geograficamente limitata, alimentati da impianti fotovoltaici di comunità ed eventualmente forniti di impianti di accumulo.

Le variabili in ingresso del modello sono:

- Per generare il profilo di domanda:
  - posizione geografica della comunità (scelta tra 7 città italiane)
  - composizione della comunità (numero di utenti per ogni tipologia)
  - per gli utenti domestici:
    - tipo di edificio
    - numero di residenti per ogni abitazione
    - stato di occupazione dei residenti (lavoratori/disoccupati)
    - sistema di riscaldamento e raffrescamento
  - per uffici e PMI:
    - area occupata
    - orario di lavoro
    - sistema di riscaldamento e raffrescamento (elettrico o a gas)
    - consumi annui relativi al core business
- Per generare il profilo di produzione di energia dall'impianto fotovoltaico:
  - Posizione geografica dell'impianto
  - Potenza installata
  - Orientamento pannelli
  - Inclinazione pannelli
  - Efficienza pannelli
- In caso di presenza di un sistema di accumulo:
  - Dimensione dell'accumulo (kWh)
  - Rendimento di carica (%)
  - Rendimento di scarica (%)

### 2.3.1.1 Generazione dei profili di domanda

Il primo passo per utilizzare il modello è quello di impostare tutte le caratteristiche sopra elencate per ogni utente della comunità da analizzare. Per ogni elemento è possibile scegliere tra alcune opzioni, in Figura 6 è riportato uno screenshot del modello come esempio.

	A	B	C	D	I	J	L
7							
8							
9							
10	<b>Nome</b>	<b>Quantità</b>	<b>Località</b>	<b>Residenti</b>	<b>Caratteristiche edificio</b>	<b>Riscaldamento primario</b>	<b>Climatizzazione</b>
11	Utenza 1	4	Milano	2	3 - appartamento anni '60 (96 m2)	2 - Gas Boiler senza accumulo	4 - Aria condizionata
12	Utenza 2	0	Milano	2	4 - appartamento ben isolato (96 m2)	7 - PDC aria/acqua	6 - PDC aria/acqua
13	Utenza 3	4	Milano	4	3 - appartamento anni '60 (96 m2)	2 - Gas Boiler senza accumulo	8 - PDC aria/aria
14	Utenza 4	0	Milano	4	4 - appartamento ben isolato (96 m2)	7 - PDC aria/acqua	6 - PDC aria/acqua
15	Utenza 5	0	Milano	2	1- casa semi-indipendente (77 m2)	2 - Gas Boiler senza accumulo	1- No cooling
16	Utenza 6	0	Milano	2	2 - casa semi-indipendente ben isolata (77 m2)	7 - PDC aria/acqua	6 - PDC aria/acqua
17	Utenza 7	0	Palermo	4	1- casa semi-indipendente (77 m2)	2 - Gas Boiler senza accumulo	8 - PDC aria/aria
18	Utenza 8	0	Palermo	4	2 - casa semi-indipendente ben isolata (77 m2)	7 - PDC aria/acqua	6 - PDC aria/acqua
19	Utenza 9	0	Napoli	2	2 - casa semi-indipendente ben isolata (77 m2)	7 - PDC aria/acqua	1- No cooling
20	Utenza 10	0	Napoli	2	3 - appartamento anni '60 (96 m2)	7 - PDC aria/acqua	1- No cooling
21							
22							
23							
24							
25							

Figura 6. Pagina di input al modello delle informazioni della configurazione da simulare

Nel modello sono presenti, inoltre, numerosi parametri necessari allo sviluppo dei profili di domanda e produzione di energia, che possono essere modificati in input dall'utente per rendere il modello più adatto alla comunità che vuole rappresentare.

In particolare, i parametri settabili sono:

- Dati storici sul clima
- Profili di attività degli utenti e presenza di elettrodomestici
- Modello termico dell'edificio
- Impostazioni degli impianti di riscaldamento e raffrescamento.

Ai fini di questo studio questi parametri sono stati settati in input e non più modificati durante lo sviluppo dei diversi profili di domanda degli utenti.

Di seguito sono descritte le principali logiche utilizzate dal modello per sviluppare il profilo di domanda a partire dalle variabili in input. Come già detto, la base per costruire il profilo di domanda degli **utenti domestici** è il modello CREST; questo è un modello open source sviluppato in Excel VBA che consente agli utenti di configurarlo, estenderlo o incorporarlo in altri modelli, a seconda delle esigenze. Le caratteristiche più interessanti di questo modello sono la struttura bottom-up, l'approccio stocastico per determinare alcune variabili e l'output di risoluzione temporale di un minuto.

Il modello CREST genera, sulla base del numero di componenti per ogni nucleo familiare, sequenze stocastiche di occupazione per ogni abitazione (per ogni ora e giorno dell'anno, tenendo conto della differenza tra giorni lavorativi e weekend); queste sequenze costituiscono la base per la determinazione degli eventi di accensione e spegnimento degli elettrodomestici e dell'uso dell'illuminazione. Viene inoltre fissato in maniera stocastica il numero e la natura degli elettrodomestici posseduti da ogni famiglia, sulla

base di dati probabilistici; questi dati sono stati modificati così come riportato in Tabella 1 [4][5][6] per rappresentare al meglio un nucleo familiare italiano. Ad ogni elettrodomestico è associato un valore di potenza assorbita in esercizio e l'energia elettrica media richiesta in un anno; anche questi dati di input sono stati aggiornati e corretti. Da qui si ottengono le curve di consumo di energia per elettrodomestici e illuminazione.

**Tabella 1. Presenza di elettrodomestici famiglie italiane**

Appliance	Proportion of dwellings with appliance	Annual energy demand [kWh/y]	Operating load [W]
Chest freezer	0,253	357	155
Fridge freezer	0,996	350	190
Cassette / CD Player	0,900	33,3	15
Clock	0,900	17,5	0
Cordless telephone	0,900	8,8	0
Hi-Fi	0,900	88,8	100
Iron	0,800	150	1300
Vacuum	0,996	150	1250
Personal computer	0,800	160	160
Printer	0,665	49,	335
TV 1	0,998	170	124
TV 2	0,580	170	124
TV 3	0,180	170	124
VCR / DVD	0,896	20	34
TV Receiver box	0,934	152,5	27
Hob	0,200	276	1000
Oven	0,500	130	1300
Microwave	0,400	100	1000
Kettle	0,975	161	2000
Small cooking group	1,000	32	1000
Dish washer	0,393	260	1500
Tumble dryer	0,033	426	2000
Washing machine	0,962	250	500

Per determinare l'energia elettrica e termica richieste per i sistemi di riscaldamento e raffrescamento, il modello prende in input tre informazioni principali:

- posizione geografica
- tipo di edificio (villetta semi-indipendente/appartamento; edificio efficientato/non efficientato)
- tipo di sistema di riscaldamento e raffrescamento.

La posizione geografica permette di estrarre i dati storici di temperatura media, minima e massima per la città selezionata, da cui il modello simula con un approccio stocastico la curva di variazione oraria della temperatura esterna per ogni giorno dell'anno. Le città attualmente mappate sono Aosta, Milano, Roma, Napoli, Bari, Cagliari e Palermo, per rappresentare la varietà delle zone climatiche italiane. Per ciascuna città sono stati presi i valori storici di temperatura registrati tra il 2008 e il 2018 da ISPRA [7].

La scelta del tipo di edificio va a richiamare differenti valori di caratteristiche termiche per rappresentare al meglio il livello di isolamento termico dell'edificio scelto. I dati posti in input sono stati validati comparando i risultati di fabbisogno energetico ottenuti, con i dati riportati nel PNIEC [2].

Riguardo i sistemi di riscaldamento e raffrescamento, la scelta che l'utente può impostare è tra riscaldamento a gas/a pompa di calore, e raffrescamento non presente/a pompa di calore. Per ciascuna di queste opzioni sono stati inseriti in input i valori tecnici necessari al calcolo dei consumi di questi impianti, sulla base delle caratteristiche tecniche degli impianti attualmente sul mercato.

Sulla base della temperatura esterna e delle caratteristiche termiche dell'edificio, il modello determina l'energia necessaria al riscaldamento dell'abitazione e, conoscendo la tecnologia applicata, determina l'energia termica o elettrica necessaria in input al sistema.

Il modello prende in input anche le abitudini della famiglia rappresentata, modificando le impostazioni on/off dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento in base alla frequenza di occupazione dell'appartamento, differente per abitanti che siano tutti lavoratori, e perciò assenti da casa nella parte centrale della giornata, o nel caso di presenza di abitanti che passano più tempo a casa.

Riguardo le **utenze PMI e uffici**, l'approccio per stimare i consumi orari di energia è differente rispetto a quello utilizzato per gli utenti domestici in quanto non è basato sul modello stocastico CREST. Le variabili poste in ingresso per la determinazione di questi profili sono, come detto, l'area dello spazio da riscaldare, il numero di persone che si trovano nell'edificio, l'orario di lavoro e il sistema di riscaldamento e raffrescamento (scegliendo tra le opzioni elettrico o a gas); per quanto riguarda le PMI, viene posto in ingresso anche il consumo totale annuo necessario all'attività produttiva.

Queste informazioni permettono di sviluppare un profilo di consumo orario di energia necessaria al funzionamento dell'ufficio/PMI e dell'energia necessaria ai sistemi di riscaldamento e raffrescamento, per ogni giorno dell'anno, tenendo conto della differenza tra giorni festivi e feriali. I risultati ottenuti sono stati validati sulla base dei dati riportati nel PNIEC [2].

I profili orari di ogni utente membro della comunità vengono modellati separatamente e poi sommati per ottenere ora per ora la **domanda totale di energia elettrica per l'archetipo** in analisi.

#### 2.3.1.2 Generazione del profilo di produzione

Al profilo orario di consumo di energia da parte della comunità, bisogna affiancare il profilo orario di produzione di energia elettrica da parte degli impianti di comunità. Il modello che stiamo presentando permette la sola scelta di impianti fotovoltaici, individuati come la soluzione attualmente più diffusa in Italia per l'autoconsumo di energia [8].

Per generare il profilo di produzione di energia, il modello prende in ingresso la potenza installata totale della comunità, l'efficienza di progetto dei pannelli utilizzati, e il valore della radiazione che colpisce i pannelli fotovoltaici. Il valore della radiazione viene calcolato a partire dai valori medi storici di irraggiamento sul piano orizzontale  $G$ , in ogni ora dell'anno, nella zona geografica in cui si trova la comunità (scelta tra Nord, Centro e Sud Italia). I dati storici di irraggiamento posti in input al modello sono quelli riportati dal Database della Commissione europea PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) [9].

Il modello permette di impostare inoltre l'orientamento dei pannelli (azimuth  $\psi$ ) e l'inclinazione  $\beta$  degli stessi, per una più precisa valutazione dell'incidenza della radiazione sui pannelli. Viene così calcolata l'energia prodotta in ciascuna ora dagli impianti di comunità; i risultati sono stati validati comparandoli con i valori di produzione calcolati dal Database della Commissione europea PVGIS per impianti con le medesime caratteristiche tecniche.

#### 2.3.1.3 Presenza dei sistemi di accumulo

La presenza di un sistema di accumulo permette di **massimizzare la quota di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene consumata dai membri della comunità**, disaccoppiando il momento della produzione dell'energia dal momento in cui questa viene consumata.

Il modello prende in ingresso le variabili relative alla dimensione dell'accumulo, espressa in kWh di capacità, e i rendimenti di carica e di scarica dell'accumulo, espressi in percentuale. Il modello verifica, in ogni periodo orario, se l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico è maggiore o minore dell'energia richiesta dalla comunità.

Nel caso in cui l'energia prodotta sia maggiore di quella richiesta dalla comunità, il modello verifica quanto spazio è ancora disponibile all'interno dello storage, e lo ricarica fino a raggiungere la saturazione dello

stesso; l'energia che non può essere contenuta nello storage viene rilasciata in rete, e valorizzata attraverso la vendita.

Nel caso contrario, in cui la produzione di energia da parte dell'impianto fotovoltaico non sia sufficiente a coprire la domanda della comunità, il modello verifica la quantità di energia presente nel sistema di accumulo e lo scarica per permettere ai membri della comunità di sfruttare l'energia precedentemente stoccata. Se la comunità avesse bisogno di più energia di quanta non sia contenuta nello storage, arrivato allo svuotamento dello stesso, il modello considera che la domanda aggiuntiva verrà coperta dall'acquisto di energia elettrica dalla rete.

#### 2.3.1.4 Calcolo dei flussi energetici della comunità

Dopo aver calcolato l'energia elettrica necessaria alla comunità per ogni ora (*energydemand*) e l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico di comunità *PVproduction* in ogni ora; il modello energetico calcola tutti i flussi energetici rappresentativi del sistema energetico della comunità, i quali saranno necessari anche al calcolo del bilancio economico della stessa. I flussi energetici calcolati dal modello sono di seguito descritti.

- Quota di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene autoconsumata istantaneamente (se è presente un'utenza collegata direttamente al pannello, come ad esempio le utenze comuni nel caso dei condomini).

$$autocons. = \min(PVproduction; domanda\ utenze\ comuni)$$

- Quota di energia prodotta dagli impianti e immessa in rete; questa voce è pari a tutta l'energia prodotta dall'impianto di comunità, a cui viene sottratto il valore dell'energia autoconsumata e, in caso di presenza di un sistema di accumulo, anche la quota di energia che può essere accumulata. Quest'ultima voce dipende anche dal livello di saturazione dell'accumulo.

$$Surplus = PVproduction - autocons. - \frac{Input\ accumulo}{\eta_{ch}}$$

Dove  $\eta_{ch}$  è il valore del rendimento di carica dell'accumulo. Il *Surplus* è la quantità di energia che verrà valorizzata tramite la vendita alla rete, così come descritto nel Capitolo 2.1.

- Domanda netta di energia della comunità; questa voce è pari a tutta la domanda di energia della comunità, a cui viene sottratta l'energia autoconsumata e, in caso di presenza di un sistema di accumulo, viene sottratta anche la quota di energia necessaria alla comunità che può essere prelevata dall'accumulo.

$$Netdemand = energydemand - autocons. - Output * \eta_{dis}$$

Dove  $\eta_{dis}$  è il valore del rendimento di scarica dell'accumulo. La *Netdemand* è l'energia verrà acquistata dalla rete, così come descritto nel Capitolo 2.1.

- Energia condivisa internamente alla comunità, secondo la definizione data dalla normativa italiana. Per il calcolo dell'energia condivisa, la formula segue la definizione data dal Decreto Milleproroghe di febbraio 2020 (si veda Capitolo 2.1): "L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associate". Risulta perciò essere:

$$Energia\ condivisa = \min(Netdemand; Surplus)$$

Su questa quota di energia vengono restituiti alla comunità gli oneri di trasmissione e distribuzione, e viene inoltre conferito un incentivo feed in premium, così come descritto nel Capitolo 2.1.

Il modello implementa anche le somme sull'anno di ognuna di queste voci, per dare una visione d'insieme dei risultati. I dati più rilevanti, espressi in termini percentuali, sono:

- La quota di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene effettivamente utilizzata per coprire il fabbisogno energetico della comunità

$$\frac{\text{energydemand} - \text{netdemand} + \text{energia condivisa}}{\text{PVproduciton}}$$

- La quota di energia prodotta dell'impianto fotovoltaico che non viene utilizzata dalla comunità

$$\frac{\text{Surplus} - \text{energia condivisa}}{\text{PVproduciton}}$$

- La quota della domanda di energia della comunità che viene soddisfatta dall'energia prodotta dagli impianti di comunità

$$\frac{\text{energydemand} - \text{netdemand} + \text{energia condivisa}}{\text{energydemand}}$$

Questi valori percentuali permettono di mostrare all'utente del modello i flussi energetici interni alla comunità e come il livello di sfruttamento degli impianti della comunità vari al variare della dimensione dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo.

Considerando un esempio di comunità senza sistema di accumulo, il grafico in Figura 7 mostra come cambiano le percentuali sopra mostrate, mantenendo fissa la domanda energetica della comunità e variando la potenza dell'impianto fotovoltaico.

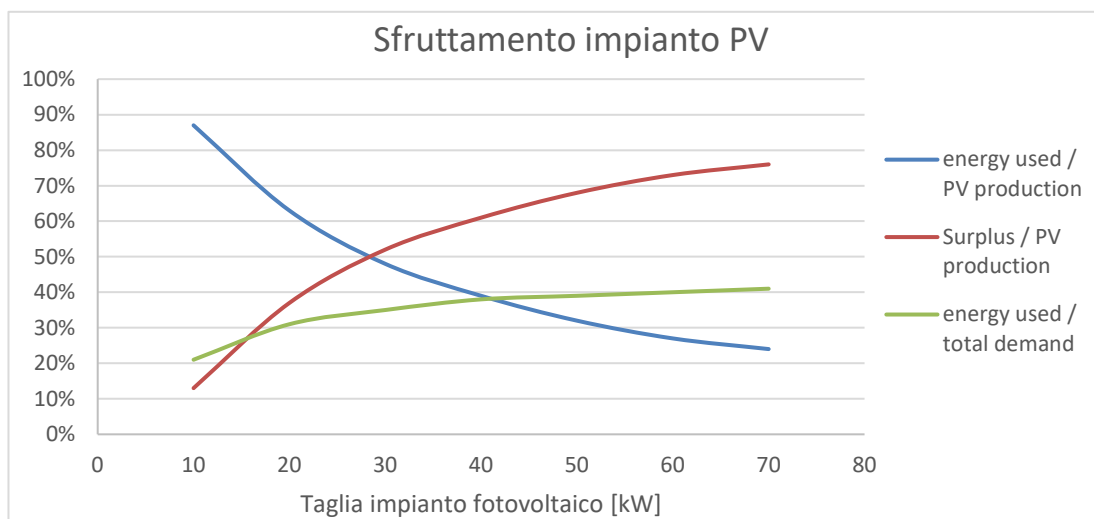
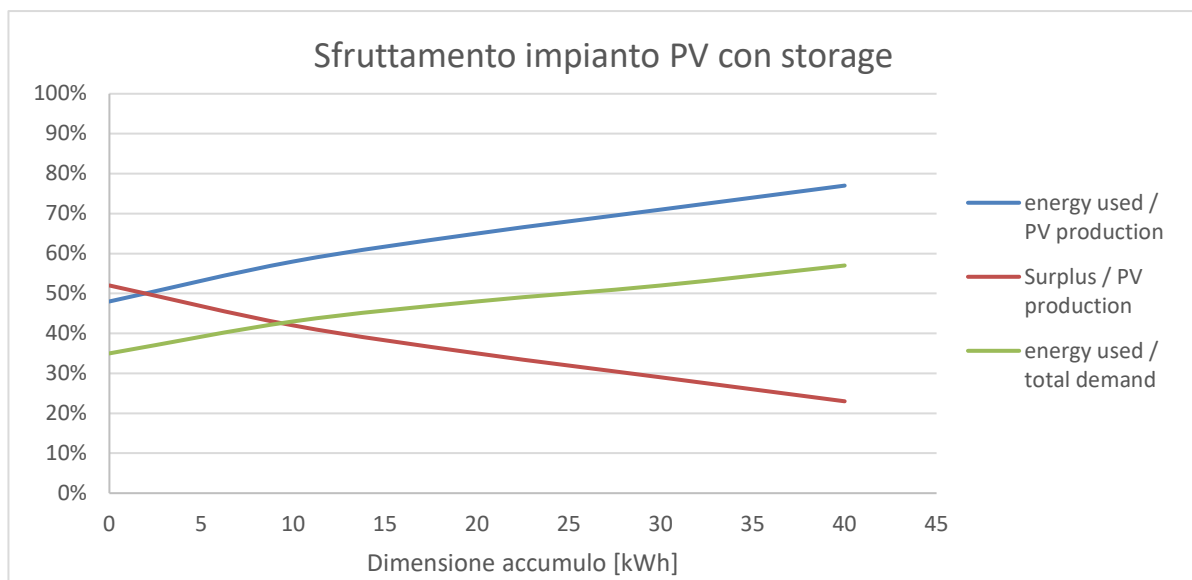


Figura 7. Variazione dello sfruttamento del PV al variare della taglia

Aumentando la potenza installata del fotovoltaico aumenta l'energia prodotta dallo stesso, e con essa aumenteranno l'energia sfruttata internamente alla comunità e il surplus di energia immesso in rete. Contemporaneamente, però, diminuisce la percentuale di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico che viene sfruttata dalla comunità. Ciò accade perché, quando non è presente un sistema di accumulo, l'autoconsumo e l'energia condivisa avvengono solo nelle ore della giornata in cui l'impianto fotovoltaico sta producendo energia (le ore centrali della giornata) perciò l'aumento della produzione dell'impianto fotovoltaico oltre una certa soglia va ad alimentare solo il surplus della comunità.

Per massimizzare lo sfruttamento dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico da parte degli utenti della comunità, risulta utile inserire un sistema di accumulo. Aumentare la dimensione del sistema di accumulo, mantenendo fissa la potenza dell'impianto fotovoltaico, permette di aumentare la quota di energia autoconsumata e condivisa, e di diminuire il surplus.

Il grafico in Figura 8 mostra che la percentuale di energia autoconsumata e condivisa, sull'energia prodotta dal fotovoltaico aumenta e, al contrario, che la percentuale di surplus diminuisce. Allo stesso tempo, la percentuale del fabbisogno energetico della comunità coperto dalla produzione di energia dell'impianto di comunità passa dal 35% a quasi il 60%, con la presenza di una batteria di 40 kWh di capacità.



**Figura 8. Variazione dello sfruttamento del PV al variare della dimensione dell'accumulo**

Queste valutazioni non possono comunque essere considerate sufficienti per determinare la dimensione ottimale del fotovoltaico e dell'accumulo della comunità perché non tengono ancora conto dell'aumento dell'investimento che deriva dalla scelta di impianti di taglia maggiore.

### 2.3.1.5 I profili energetici degli archetipi

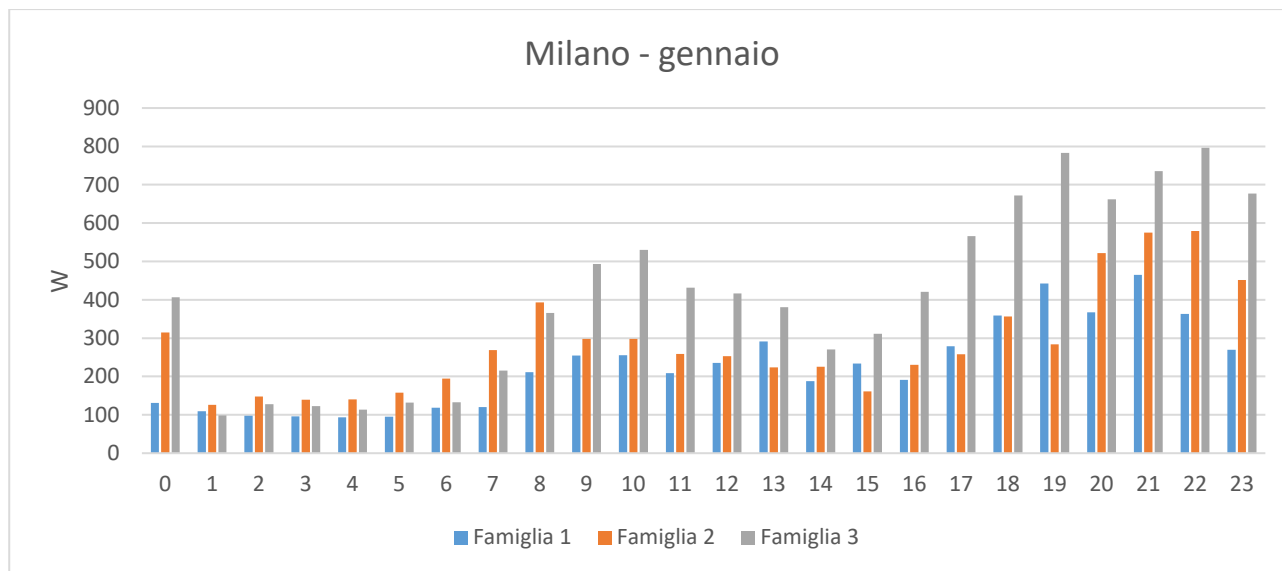
Applicando il modello descritto in precedenza è stato possibile ricavare i profili di consumi elettrici dei singoli utenti facenti parte degli archetipi.

La prima tipologia di utenti sono le famiglie che risiedono in appartamenti condominiali. Come anticipato in precedenza sono svariate le variabili che possono essere modificate per caratterizzare ciascuna famiglia, in Tabella 2 si riportano i dettagli delle tre famiglie modellizzate.

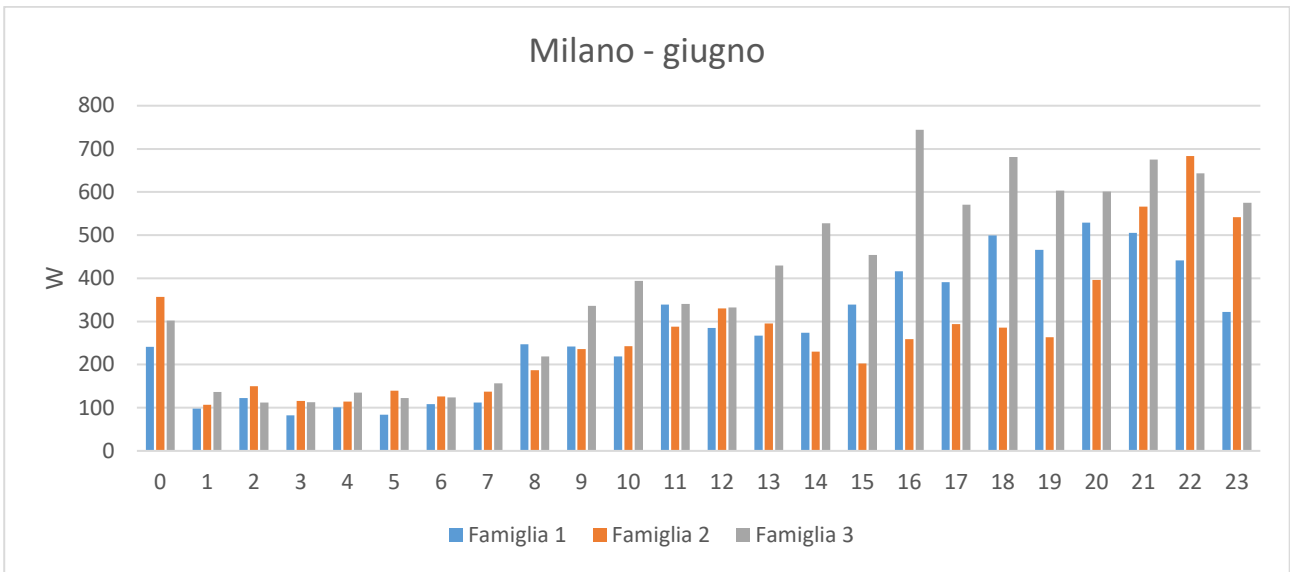
**Tabella 2. Caratteristiche delle famiglie modellizzate**

	Numero di componenti del nucleo familiare	Tipologia di utenti	Dotazione tecnologica	Consumi elettrici annui MILANO	Consumi elettrici annui PALERMO
<b>Famiglia 1</b>	1 persona	Non occupato	Riscaldamento a gas e raffrescamento a pompa di calore	2.272 kWh	2.266 kWh
<b>Famiglia 2</b>	2 persone	Entrambe occupate	Riscaldamento a gas	2.339 kWh	2.340 kWh
<b>Famiglia 3</b>	3 persone	Un occupato	Riscaldamento a gas e raffrescamento a pompa di calore	3.381 kWh	3.552 kWh

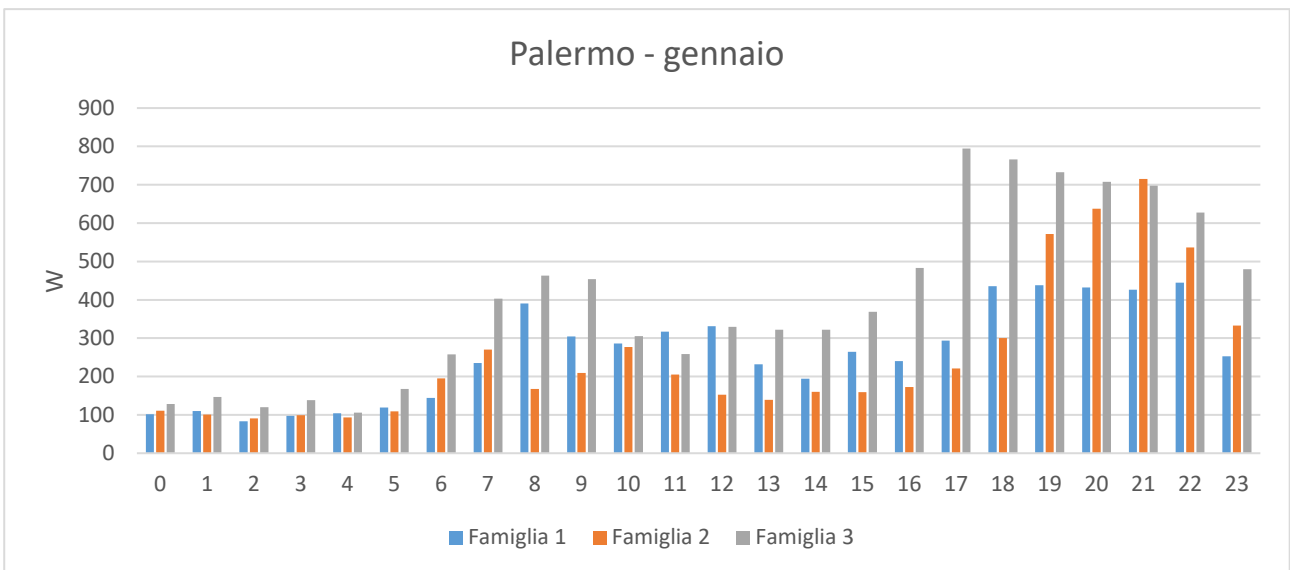
Nei grafici che seguono (da Fig.9 a Fig.12) si riportano i consumi medi orari in un giorno di gennaio e in un giorno di giugno, a Milano e Palermo. Come previsto, i consumi ora per ora aumentano all’aumentare del numero di componenti delle famiglie. Inoltre, si può notare che il profilo della Famiglia 2, che prevede un nucleo familiare composto da due persone, entrambe con occupazioni che le tengono fuori di casa nella parte centrale della giornata, abbia i consumi maggiormente spostati verso l’inizio e la fine della giornata.



**Figura 9. Profili di consumo medio orario delle tre famiglie nel mese di gennaio a Milano**



**Figura 10. Profili di consumo medio orario delle tre famiglie nel mese di giugno a Milano**



**Figura 11. Profili di consumo medio orario delle tre famiglie nel mese di gennaio a Palermo**

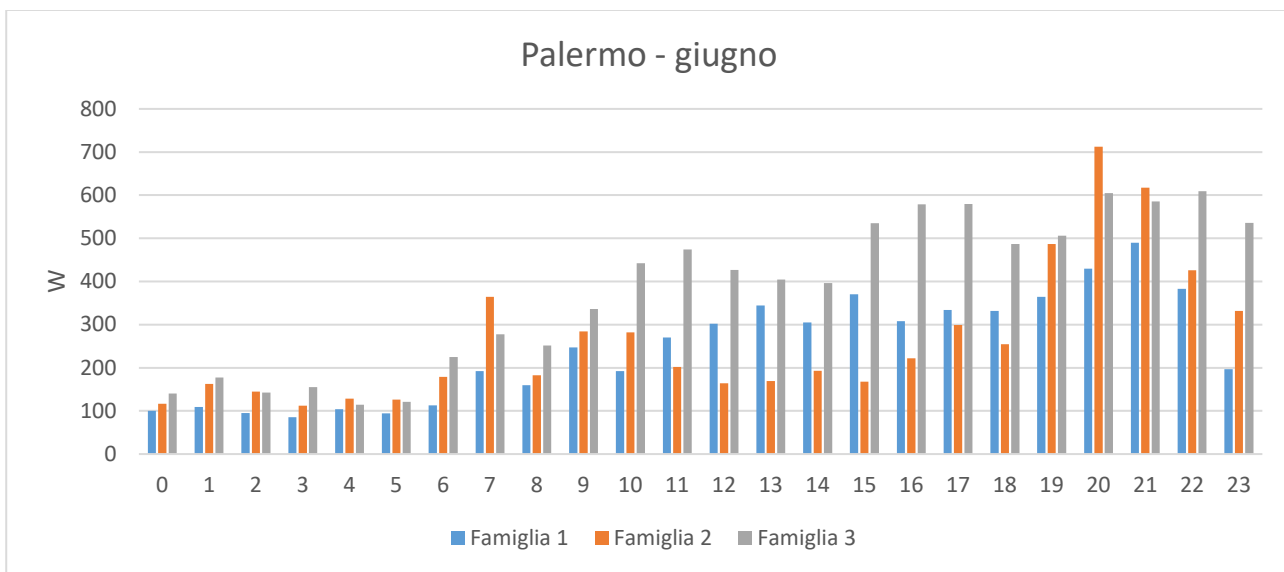


Figura 12. Profili di consumo medio orario delle tre famiglie nel mese di giugno a Palermo

Il primo archetipo creato è il **Condominio**, costituito da 12 appartamenti così suddivisi, rispetto ai profili delle famiglie descritti precedentemente:

- 4 appartamenti con Famiglia 1
- 4 appartamenti con Famiglia 2
- 4 appartamenti con Famiglia 3.

Di seguito (Fig.13-14) sono riportati i profili di consumo totali di un condominio a Milano ed uno a Palermo, evidenziando la variazione di consumi tra estate e inverno. La principale differenza tra i profili estivi e invernali è l’attivazione di sistemi di riscaldamento o raffrescamento, i quali comportano elevati consumi, la cui variazione principale riguarda le ore di attivazione nell’arco della giornata, anticipate nel caso del riscaldamento.

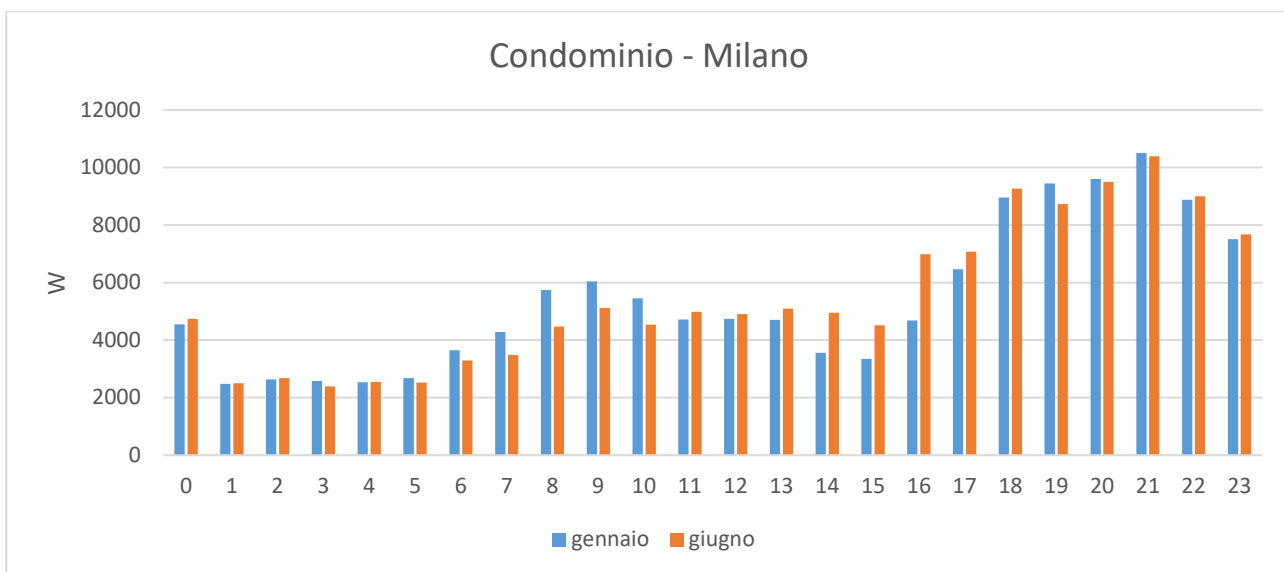


Figura 13. Profili di consumo medio orario stagionale di un condominio a Milano

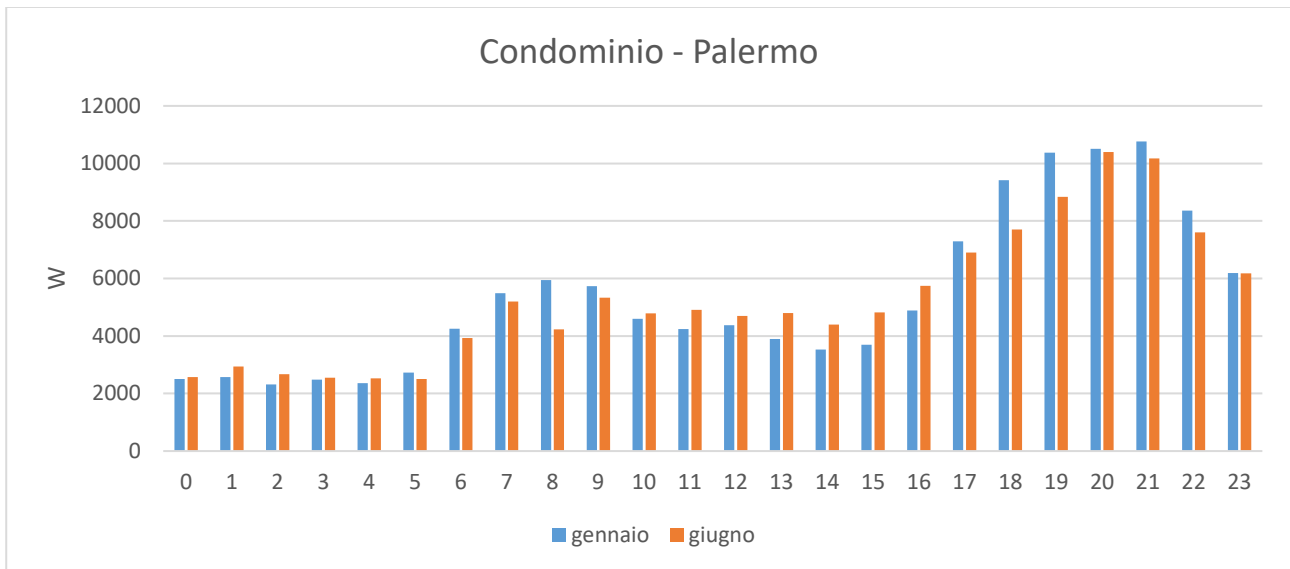


Figura 14. Profili di consumo medio orario stagionale di un condominio a Palermo

Proseguendo con il secondo archetipo, il **super condominio** (Fig.15-16) è stato ottenuto sommando i profili di 4 condomini così come riportati nei risultati precedenti.

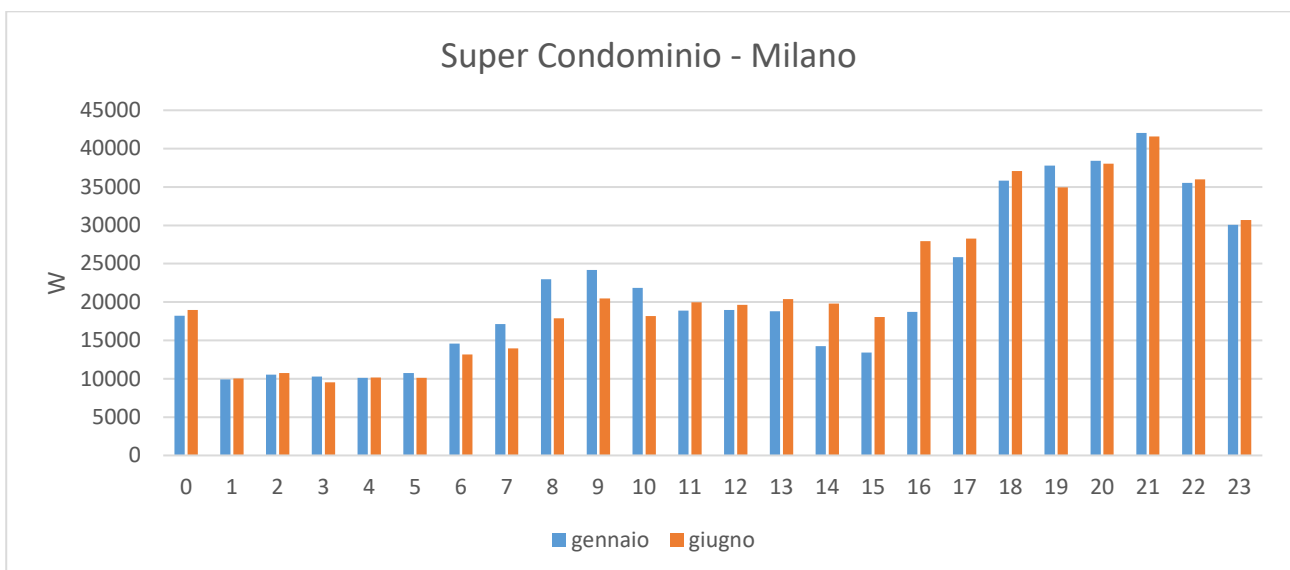


Figura 15. Profili di consumo medio orario stagionale di un super condominio a Milano

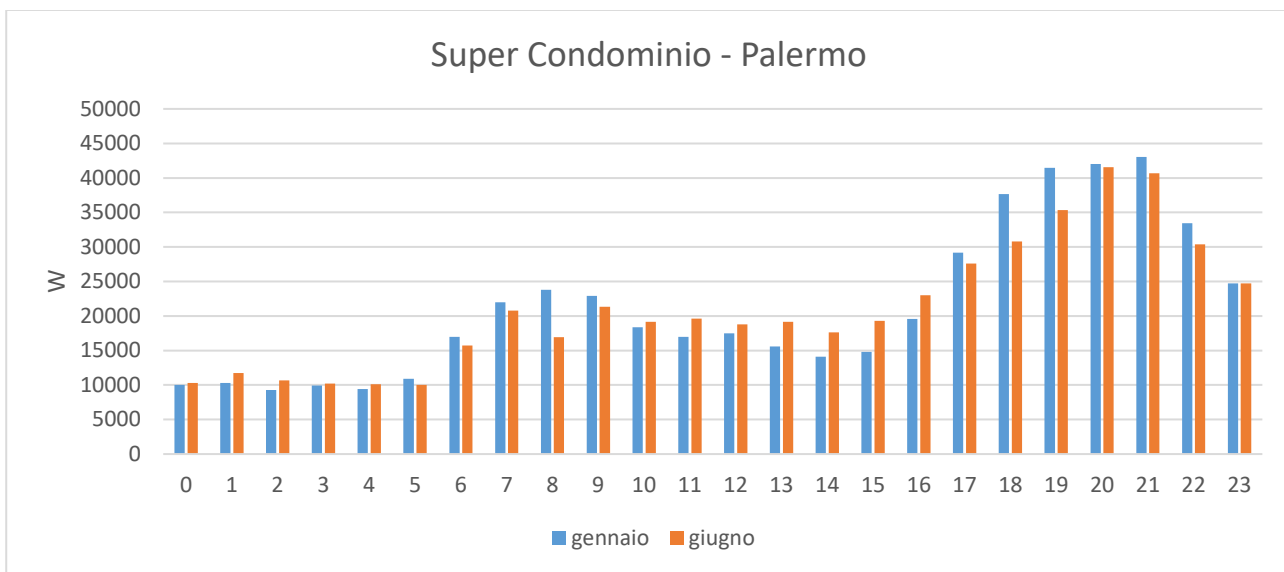


Figura 16. Profili di consumo medio orario stagionale di un super condominio a Palermo

L'archetipo **area residenziale** (Fig.17-18) è costituito da:

- 10 condomini come da archetipo "condominio"
- 5 super condomini come da archetipo "super condominio"
- 4 villette a schiera con 3 famiglie ognuna.

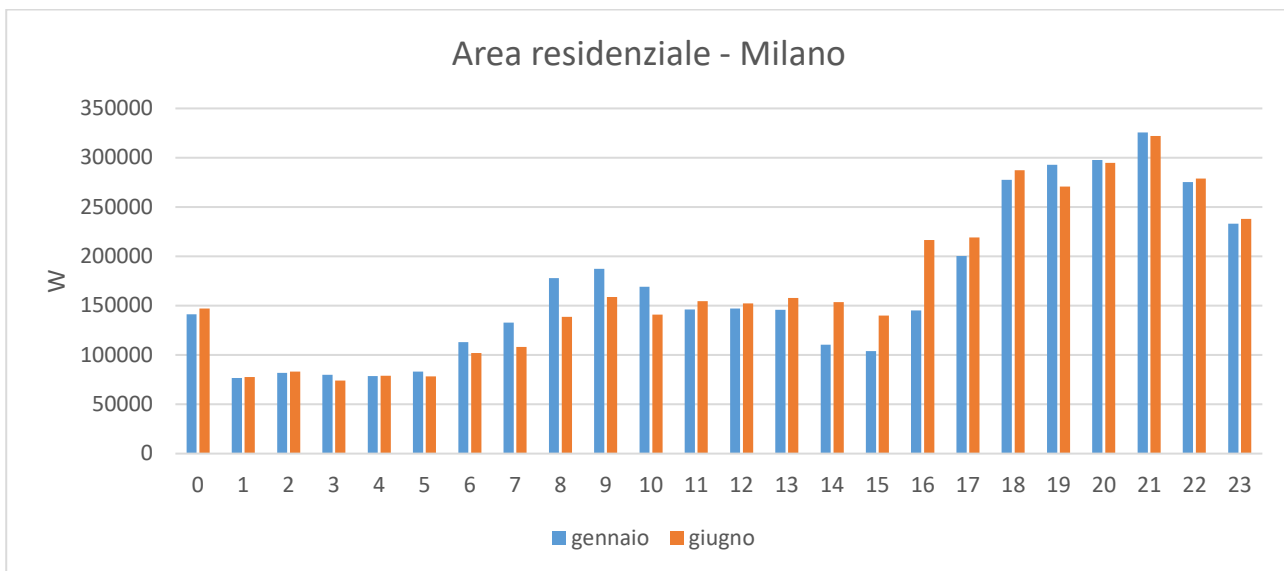
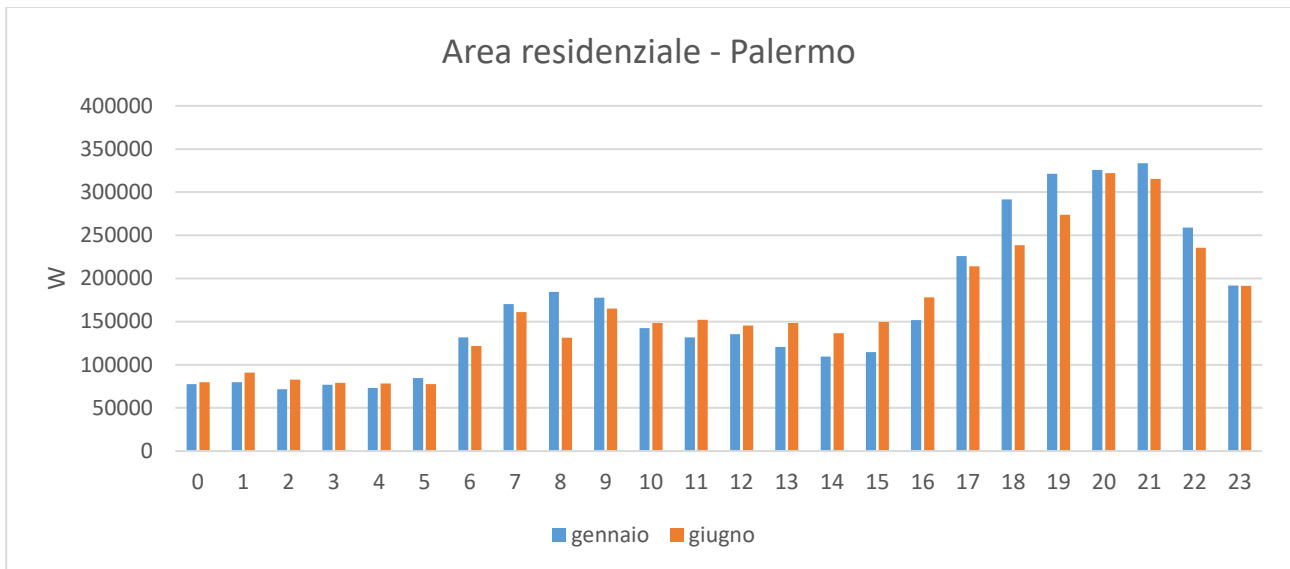


Figura 17. Profili di consumo medio orario stagionale di un'area residenziale a Milano

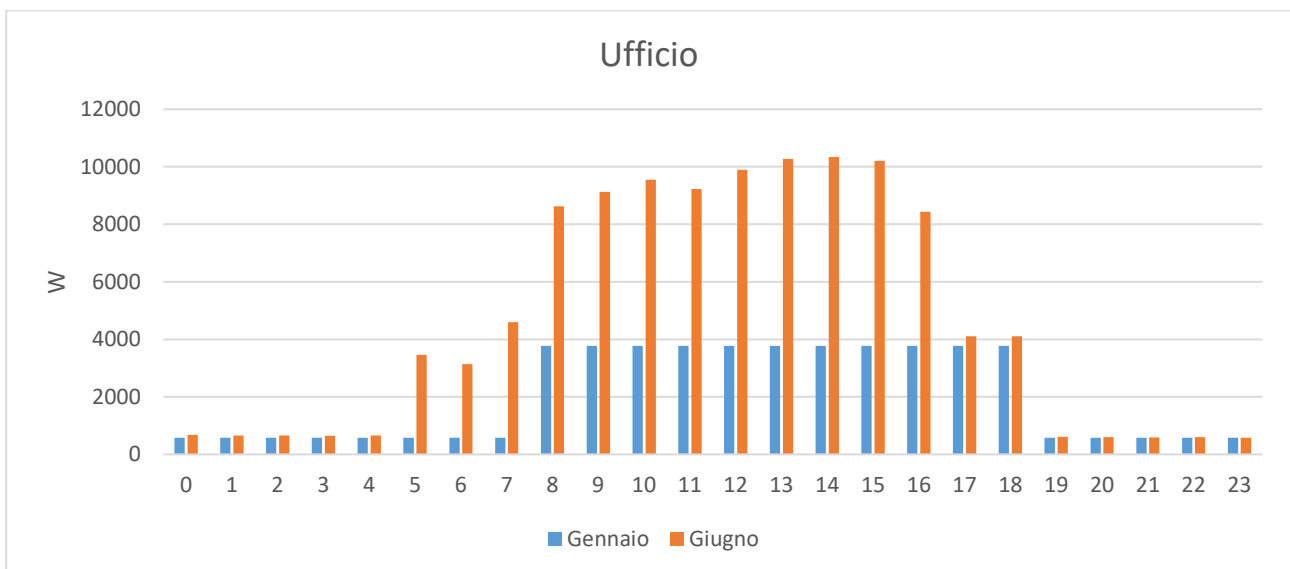


**Figura 18. Profili di consumo medio orario stagionale di un'area residenziale a Palermo**

L'archetipo **area mista** comprende:

- 10 condomini come da archetipo "condominio"
- 5 super condomini come da archetipo "super condominio"
- 4 villette a schiera con 3 famiglie ognuna
- 3 uffici
- 2 attività commerciali.

Per quanto riguarda i profili di consumo degli uffici (Fig.19), questi sono stati costruiti considerando un ufficio di 300 mq, con orari di lavoro 9:00-19:00 e riscaldamento elettrico.



**Figura 19. Profili di consumo medio orario stagionale di un ufficio**

Per l'edificio adibito ad **attività commerciale** (Fig.20) si considera una superficie di 500 mq con orario di apertura dalle 8:00 alle 20:00.

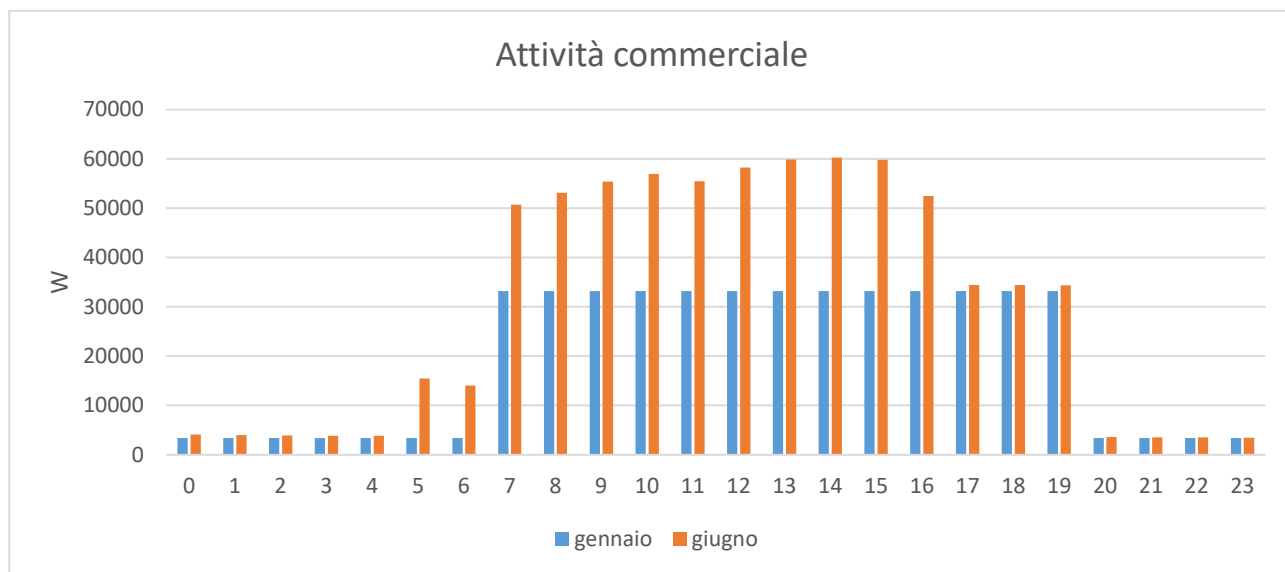


Figura 100. Profili di consumo medio orario stagionale di un'attività commerciale

Di seguito (Fig.21-22) sono riportati i profili di consumo complessivi per un'area mista a **Milano e a Palermo**, costituite così come descritto precedentemente. Si può notare che la sovrapposizione dei consumi relativi ad utenti residenziali, concentrati nella prima parte della giornata e a fine giornata, con quelli relativi ad uffici e attività di PMI, concentrati nella parte centrale della giornata, permettono la costruzione di un **profilo di consumo maggiormente omogeneo sull'arco della giornata**.

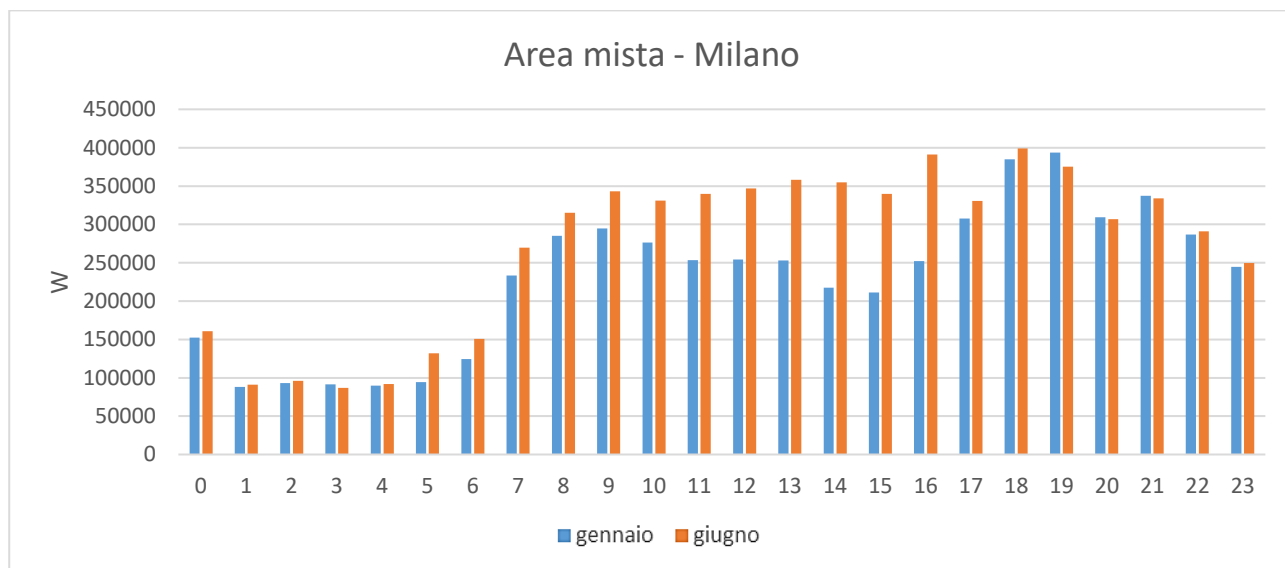
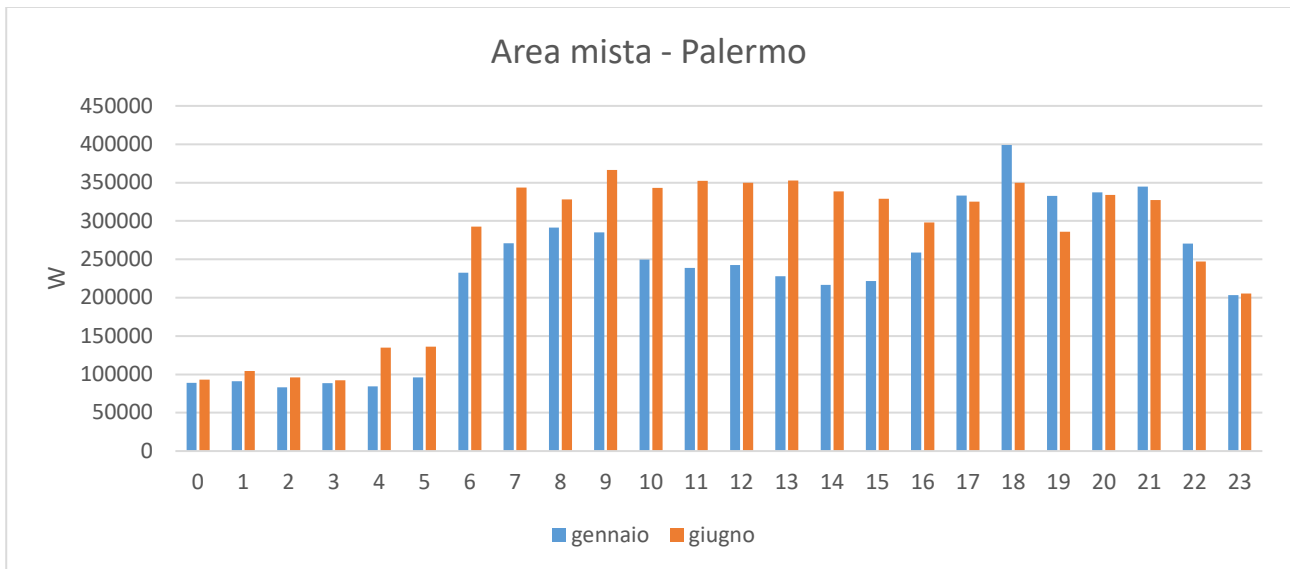


Figura 21. Profili di consumo medio orario stagionale di un'area mista a Milano

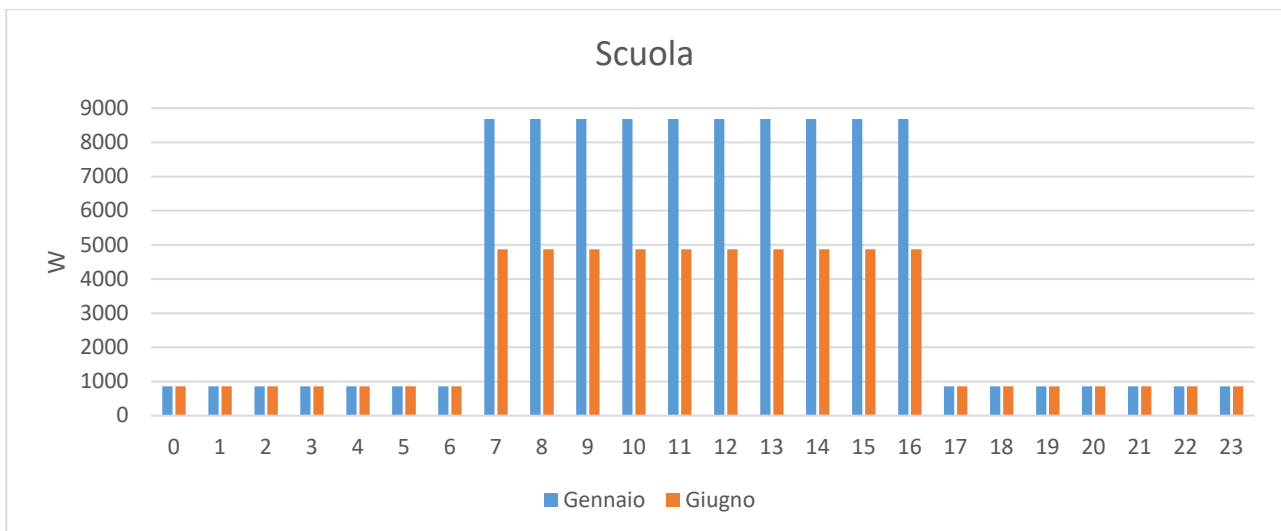


**Figura 22. Profili di consumo medio orario stagionale di un'area mista a Palermo**

Infine, l'archetipo **Pubblica Amministrazione** comprende:

- 2 complessi scolastici
- 5 uffici amministrativi.

Per quanto riguarda i profili di consumo delle **scuole** (Fig.23), questi sono stati costruiti considerando una scuola di 1.800 mq, con orario di ingresso alle 8:00 e chiusura alle 16:00; il riscaldamento è a gas, perciò il profilo descrive tutti i consumi relativi all'illuminazione, all'ascensore e ai dispositivi necessari allo svolgimento delle attività scolastiche (computer, lavagna LIM, televisori, fotocopiatrice, ...).



**Figura 23. Profili di consumo medio orario stagionale di una scuola**

Di seguito (Fig.24) sono riportati i profili di consumo complessivi per l'archetipo **Pubblica Amministrazione**, costituito così come descritto precedentemente. La sovrapposizione dei consumi relativi alle scuole e quelli relativi agli uffici, entrambi concentrati nella parte centrale della giornata, permette di ottenere un profilo di consumo adatto all'autoconsumo di energia prodotta da un impianto fotovoltaico, anch'essa concentrata

nelle ore centrali della giornata. Il consumo di energia risulta più elevato nei mesi estivi, nonostante la scuola risulti attiva a basso regime, a causa dell'uso dell'aria condizionata negli uffici amministrativi.

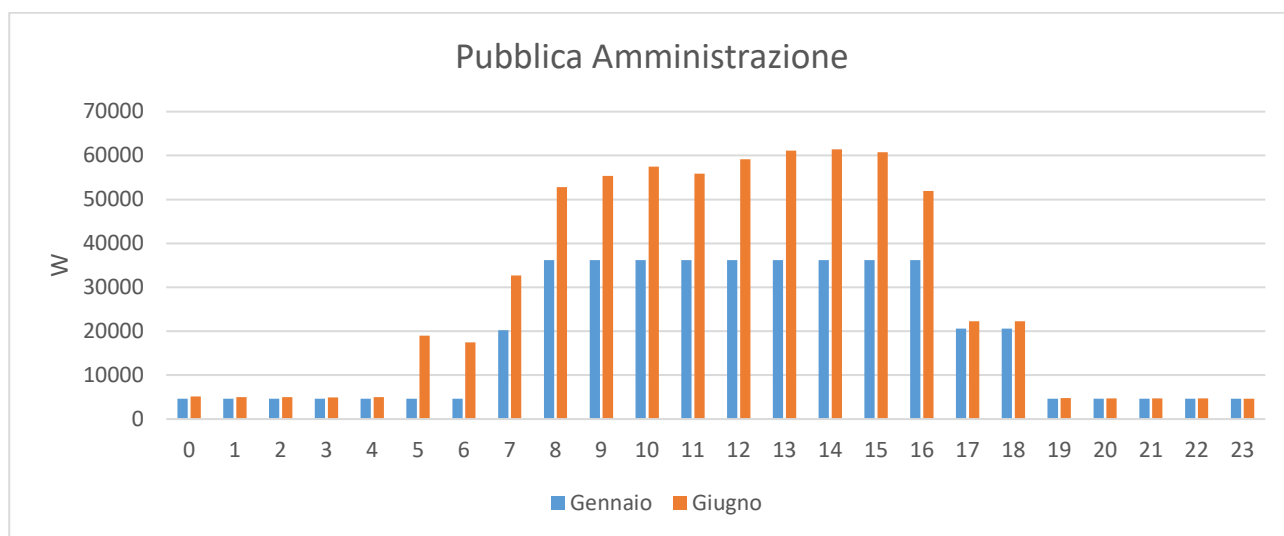


Figura 24. Profili di consumo medio orario stagionale di un archetipo di Pubblica Amministrazione

### 2.3.2 Il modello economico: le ipotesi alla base

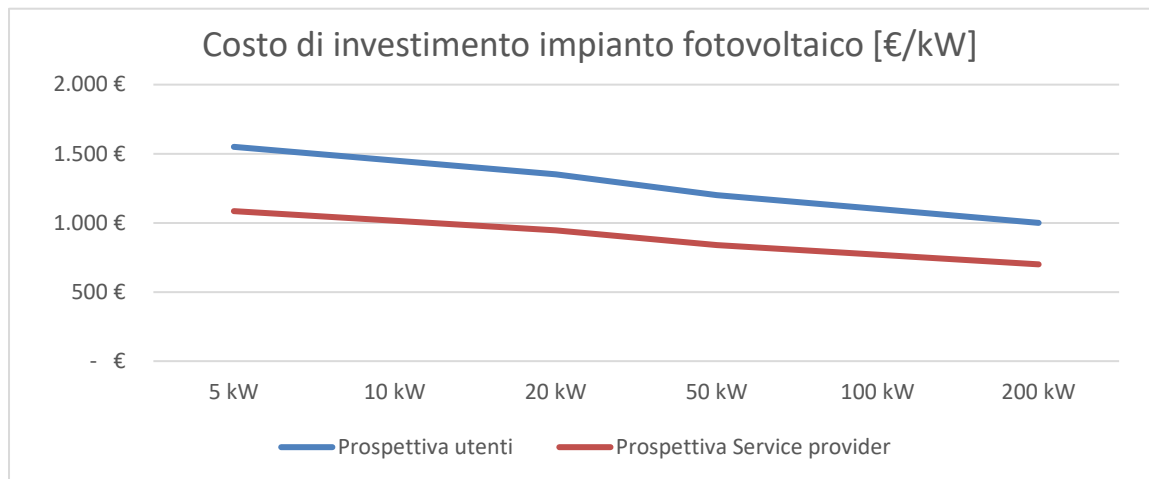
Alla base del modello economico, indipendentemente dal modello di business adottato, vi è la distinzione tra i flussi di ricavo e i flussi di costo che intercorrono nella fase di creazione e gestione della community.

I **ricavi** che vengono inseriti nel modello derivano dalla valorizzazione dell'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili della configurazione. I principi che vengono applicati sono i seguenti:

- L'energia prodotta dagli impianti viene immessa in rete e remunerata secondo il prezzo di mercato zonale, assumendolo pari a 50 €/MWh.
- La quota di autoconsumo diretto assorbita dalle utenze condominiali dell'archetipo "condominio" viene valorizzata come mancato acquisto dell'energia, con un valore pari a 160 €/MWh.
- Sulla quota di energia condivisa, in coerenza con quanto previsto dal DCO 112/2020/R/EEL di ARERA, si prevede la restituzione da parte del GSE di "importi o di componenti tariffarie già versate al proprio venditore". Le componenti tariffarie che sono identificate come oggetto di restituzione sono quelle variabili legate alla trasmissione (TRASE) e distribuzione, che sono valutate per il 2020 pari a 8,22 €/MWh autoconsumato. Per la sola configurazione di autoconsumatori collettivi è inoltre previsto un ulteriore importo di restituzione, che rispecchia la riduzione di perdite di rete associata al consumo di energia nel medesimo sito in cui questa è prodotta. Si applica quindi una riduzione del 2,6% sul prezzo zonale orario per la quota di energia oggetto dell'autoconsumo.
- Sulla quota di energia condivisa si applica, inoltre, un **incentivo** di 100 o 110 €/MWh, in base al tipo di configurazione, come dettato dal Decreto attuativo MISE.
- Ove consentito, si applicano le **detrazioni fiscali** dell'investimento, nello specifico l'Ecobonus al 50% spalmato su 10 anni. Per avere accesso alla detrazione, il soggetto che sostiene l'investimento deve essere un privato e l'impianto fotovoltaico installato a tetto o nelle pertinenze dell'edificio.
- Nei casi in cui sono presenti asset modulabili (ad esempio sistemi di accumulo o impianti a chiller) si è ipotizzata la partecipazione ai meccanismi di flessibilità attualmente in vigore in Italia. Il flusso di ricavi a cui si fa riferimento è quello relativo alla remunerazione prevista dal progetto pilota UVAM, a cui le Energy Community possono partecipare tramite un soggetto BSP.

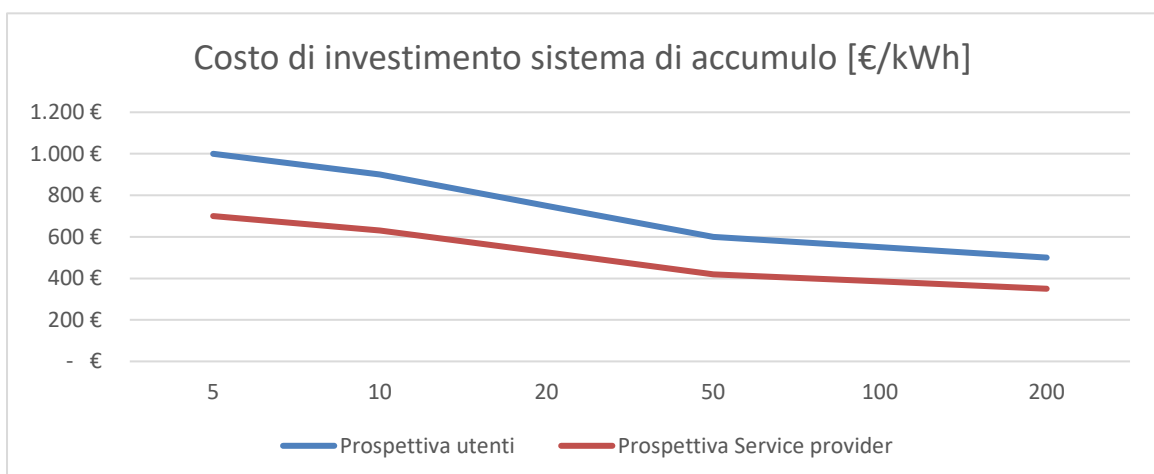
I **costi** considerati all'interno del modello economico fanno riferimento a CAPEX ed OPEX associati all'installazione degli impianti e all'eventuale infrastruttura tecnologica necessaria, oltre che a costi amministrativi e di gestione. Nel dettaglio, le voci di costo valutate sono le seguenti:

- Costo di installazione e gestione dell'impianto di generazione fotovoltaico a servizio della community o degli autoconsumatori collettivi. Nel caso in cui l'investimento sia effettuato da un soggetto terzo si ipotizza un effetto scala sull'investimento, stimabile in una riduzione del costo nell'ordine del 30%, rispetto al costo applicato agli utenti. In Figura 25 si riporta l'andamento dei costi di installazione al variare della taglia dell'impianto. I costi di gestione sono assunti pari a 10 €/kW/anno per il Service provider e 12 €/kW/anno per gli utenti.



**Figura 25. Costo di investimento per impianto fotovoltaico**

- Ove presente, si inserisce il costo di installazione del sistema di accumulo, per il quale si ipotizza la sostituzione al decimo anno con un sistema avente un CAPEX pari al 50% del CAPEX attuale. Come per l'impianto fotovoltaico, anche per i sistemi di accumulo i soggetti terzi beneficiano di una riduzione di costo del 30%.



**Figura 26. Costo di investimento per sistema di accumulo**

- Ad ogni utenza elettrica inclusa all'interno delle configurazioni si considera associato un POD e si ipotizza che per ognuno di essi venga installato un **dispositivo hardware di misura** dei flussi energetici che consente al gestore della configurazione di avere visibilità sui dati di consumo degli utenti. Il costo dei dispositivi si assume pari a 200 €/unità. Si suppone, tuttavia, che nel caso di investimento autonomo da parte degli utenti (nel modello di business "user driven") non vi sia

l'adozione dei dispositivi di misura, ma che questi vengano installati solo se un soggetto service provider partecipa alla creazione della community (nel modello di business "service provider driven").

- La presenza dei dispositivi presuppone l'adozione di una piattaforma digitale in grado di rilevare i dati dai dispositivi di misura e monitorare gli scambi energetici che avvengono all'interno della configurazione. All'adozione della piattaforma software è associato un **costo di attivazione sostenuto una tantum** e posto pari a 1.000 €, presente – così come per i dispositivi hardware – solo nel modello di business "service provider driven".
- Sia per la Energy Community che per gli autoconsumatori collettivi si considerano delle **spese amministrative** annuali sostenute per gestire l'operatività dello schema. Per quanto riguarda le configurazioni di autoconsumo collettivo, nel modello di business "user driven" si assumono pari a 500 €/anno, mentre nel modello "service provider driven" sono ridotte a 400 €/anno. Negli archetipi di Energy Community si considerano raddoppiati tali costi, in quanto aumenta la complessità dello schema e la numerosità delle utenze.

Riguardo alle **modalità di finanziamento** degli investimenti, si identificano tre possibili alternative che si distinguono per i soggetti che si fanno carico dell'investimento:

- a. L'iniziativa di creazione della configurazione di **autoconsumo collettivo o Energy Community** deriva dagli utenti stessi, i quali **sostengono interamente tutti i costi annessi**, dall'investimento iniziale ai costi di gestione successiva. Nel caso in cui si preveda il coinvolgimento di uno o più soggetti terzi, questi intervengono solo in qualità di fornitori di tecnologie o servizi, ma senza nessuna partecipazione all'investimento;
- b. L'intero investimento è **a carico di un soggetto terzo** esterno alla configurazione (ad esempio le utility o le ESCo citate in precedenza), il quale propone ai membri dell'Energy Community o della configurazione di autoconsumo collettivo la condivisione dei benefici associati alla creazione della configurazione medesima;
- c. In alternativa, l'investimento viene **condiviso tra gli utenti e un soggetto terzo**. In questo caso, gli **utenti sostengono il 50%** dell'investimento necessario per la creazione della configurazione, mentre **la restante parte è a carico del soggetto terzo**, il quale beneficia della **cessione integrale del credito** ottenuto dagli utenti tramite la detrazione fiscale (Ecobonus 50%). Questa modalità di finanziamento ricade nel modello di business service provider-driven in quanto il soggetto terzo può supportare la creazione della configurazione.

In Tabella 3 si riporta l'intersezione fra i modelli di business e le modalità di finanziamento sopra descritte.

**Tabella 3. Incrocio fra modelli di business e modalità di finanziamento**

	User driven	Service provider driven	PA driven
<b>Investimento autonomo da parte degli utenti</b>	(a)	-	(a)
<b>Investimento autonomo da parte del soggetto terzo</b>	-	(b)	-

Investimento condiviso	-	(c)	-
------------------------	---	-----	---

Per la valutazione della sostenibilità economica degli investimenti, sono utilizzati gli indicatori NPV, IRR e PBT. In particolare, saranno presentati i valori di  $IRR_{unlevered}$  in caso di investimento «full-equity» (senza ricorso a capitale di debito), ipotizzando un orizzonte temporale complessivo di 20 anni.

Una ulteriore modalità di finanziamento che sta suscitando interesse nell'ambito delle comunità energetiche è l'**equity crowdfunding**, che si configura come una raccolta fondi al fine della realizzazione di un progetto proposto da un investitore. La peculiarità di questa tipologia di crowdfunding risiede nel fatto che l'obiettivo di raccolta dei fondi viene suddiviso in quote che vengono offerte agli investitori. Questi ultimi possono dunque acquistarle e divenire soci/azionisti che acquisiscono una quota della società e di conseguenza beneficiano dei dividendi ed eventualmente possono rivendere la propria quota generando un guadagno rispetto al prezzo d'acquisto. Dal punto di vista normativo, l'Italia è stato il primo paese europeo a disciplinare l'**equity crowdfunding** tramite il Decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179 (il cosiddetto Decreto Crescita *bis*, o 2.0) convertito con modificazioni con Legge 17 novembre 2012, n. 221.

A titolo d'esempio, focalizzando l'attenzione sui progetti che hanno come oggetto il settore delle energie rinnovabili, ad inizio 2020 la società Solar-konzept, che si occupa di investimenti in impianti fotovoltaici, ha siglato un'intesa con la piattaforma WeAreStarting per lanciare in Puglia il primo progetto italiano di **crowdfunding** per impianti fotovoltaici di medie dimensioni. Secondo la modalità di **equity crowdfunding**, i cittadini avranno modo di contribuire co-finanziando l'investimento negli impianti fotovoltaici in Puglia. La società Solar-konzept ha già alle spalle esperienze di successo in Germania e in Olanda, in cui le raccolte fondi hanno riscosso ampia partecipazione da parte dei cittadini. Per quanto riguarda il progetto olandese, ad esempio, la quota minima di sottoscrizione partiva da 25€, con un rendimento minimo dell'impianto previsto fra 2,5% e 4,6%.

Per quanto riguarda le comunità energetiche, l'**equity crowdfunding** può rappresentare una interessante soluzione per la raccolta di fondi destinati alla costruzione di impianti che restano nella disponibilità della comunità e dai quali i cittadini possono trarre il beneficio di dividerne l'energia, seppur virtualmente. Per questa ragione, nella terza annualità della presente linea di attività si intende indagare ulteriormente l'applicazione di questa modalità di finanziamento alle comunità energetiche.

## 2.4 Integrazione della Energy Community con una Local Token Economy

### 2.4.1 L'impiego della tecnologia blockchain in ambito energetico

L'applicazione della tecnologia blockchain all'interno di una configurazione di comunità energetica o gruppo di autoconsumatori collettivi permetterebbe di ottimizzare la gestione dei flussi energetici ed economici della comunità, attraverso il tracciamento dei consumi di ogni utente e della produzione degli impianti. Il tracciamento delle informazioni abilitato dalla tecnologia blockchain comporterebbe una registrazione delle informazioni diffusa e non modificabile, garantendo al contempo la privacy dei dati e la loro affidabilità nel tempo. La registrazione diffusa delle informazioni permetterebbe la gestione di una grande quantità di dati, e la loro affidabilità permetterebbe di validare gli scambi senza la necessità di un soggetto terzo che li "certifichi".

Questa tecnologia potrebbe trovare applicazione anche in attività energetiche che vanno oltre al monitoraggio e gestione della comunità, come ad esempio la fornitura di servizi di flessibilità alla rete e lo scambio di energia peer-to-peer tra utenti. Riguardo lo scambio di energia peer-to-peer, questo viene abilitato dalla tecnologia blockchain poiché essa permette la stipula di smart contracts tra utenti, le cui regole che disciplinano lo scambio sono applicate senza la necessità della presenza di un soggetto terzo quale garante dello scambio, grazie all'affidabilità della tecnologia blockchain, che tiene traccia e regola tutti gli scambi che avvengono tra gli utenti.

Nonostante gli evidenti vantaggi e benefici apportati dall'utilizzo della tecnologia blockchain, va sottolineato come tutte le applicazioni energetiche sopra descritte possano essere svolte senza l'impiego della tecnologia blockchain, la quale attualmente non trova nel settore energetico italiano una particolare diffusione. La barriera principale che al momento ne impedisce la diffusione su larga scala è legata principalmente al beneficio economico connesso in relazione ai costi di investimento relativamente elevati.

### 2.4.2 Tecnologia blockchain per abilitare scambi sociali

La presenza della tecnologia blockchain all'interno della comunità permetterebbe di abilitare anche azioni di natura sociale, a fianco a quelle di natura energetica. La piattaforma basata su blockchain fornita ai membri della comunità, infatti, grazie alle sue caratteristiche di affidabilità e indipendenza da soggetti terzi, può essere anche strumento per certificare scambi di beni e servizi tra i membri, come già avvengono in alcune comunità attraverso il meccanismo della "**Banca del Tempo**". I cittadini possono, attraverso la piattaforma, offrire o richiedere servizi (ad esempio lezioni di inglese o qualche ora di babysitting) e beni (ad esempio prestare un trapano) agli altri membri della comunità, e regolare questi scambi attraverso la transizione di token, moneta virtuale che certifica l'avvenuto scambio.

Una comunità così regolata (denominata **Local Token Economy**<sup>2</sup>) può essere composta da cittadini privati ma anche da piccoli commercianti locali, i quali possono partecipare offrendo sconti in token ai propri clienti. All'interno di queste comunità vengono inoltre premiate le azioni virtuose dei cittadini privati, come ad esempio attività di volontariato per il bene pubblico della comunità (sistemare giardini comuni, pulire uno spazio pubblico, ...) o azioni positive dal punto di vista ambientale (scegliere di comprare da un negozio di beni sfusi, comprare un monopattino elettrico, ...).

L'ipotesi alla base del presente studio è che non ci sia coincidenza tra la Energy community e la Local Token Economy, ma che le due realtà si trovino sullo stesso territorio, permettendo ai cittadini la partecipazione all'una, all'altra o ad entrambe le configurazioni. La presenza delle due comunità permetterà di incrementare l'impatto positivo che esse potranno generare singolarmente.

---

<sup>2</sup> Si rimanda allo studio sugli aspetti socio economico normativi riguardanti l'implementazione del modulo LTE nella piattaforma LEC svolto nell'ambito della Linea di attività 1.47 "Progettazione piattaforma e servizi, implementazione infrastruttura LEC" [10] per una descrizione approfondita dei meccanismi alla base della Local Token Economy e dei relativi meccanismi di partecipazione e funzionamento

Tra le azioni virtuose, e perciò premiate in token dalla comunità, possono essere introdotte alcune azioni strettamente legate a meccanismi energetici:

- **scelte di consumo virtuose:** la scelta di acquistare energia da un fornitore di sola energia prodotta da fonti rinnovabili, la realizzazione di interventi di efficienza energetica sulla propria abitazione, l'adozione di tecnologie efficienti quali smart plug per una migliore gestione dei propri consumi, sono azioni che vengono premiate dalla comunità elargendo un premio in token verso il wallet dell'utente.
- **condivisione dell'energia:** come descritto nel Capitolo 2.1, l'energia che risulti, su base oraria, condivisa internamente alla comunità energetica è oggetto di restituzione da parte del GSE della quota di oneri relativi alla distribuzione e trasmissione dell'energia e per quella quota di energia la comunità riceve inoltre un incentivo feed in premium da parte del MiSE. Se la comunità energetica fa altresì parte di una Local Token Economy, quest'ultima può decidere di elargire un ulteriore premio in token per gli utenti che abbiano effettivamente concorso alla quota di energia condivisa rilevata dal GSE, proporzionale alla quantità di energia risultata condivisa dagli stessi. Ciò è possibile grazie alla blockchain che, monitorando e registrando tutti i flussi di energia degli utenti, permette di tenere traccia di quali utenti abbiano effettivamente consumato energia nello stesso momento di produzione degli impianti fotovoltaici di comunità, permettendo perciò di sfruttare istantaneamente l'energia prodotta, e quindi di aumentare la quota di energia condivisa internamente alla comunità.
- **fornitura di servizi di flessibilità alla rete:** anche in questo caso, la flessibilità che viene prestata dalla comunità energetica nel suo complesso verso la rete elettrica viene remunerata dal GSE secondo regole e normative fissate. La presenza di una Local Token Economy può accrescere i benefici che i membri della Energy Community ricevono dagli incentivi statali previsti, affiancando un ulteriore premio in token per gli utenti che risultino aver prestato flessibilità nel momento della richiesta da parte della rete. Anche in questo caso, la presenza della tecnologia blockchain permette, oltre a tenere traccia degli scambi di token tra i cittadini, anche di gestire i dati relativi alla fornitura di flessibilità data da ognuno dei membri della Energy Community.

La presenza di questi premi, aggiuntivi rispetto alle dinamiche economiche regolate, permetterà un incremento dell'impatto positivo che la Comunità Energetica porta ai propri membri e al territorio nel quale si trova, sia dal punto di vista di una migliore gestione dell'energia a livello locale, che dell'impatto sociale sulle persone che ne fanno parte.

Al fine dell'integrazione del modello energetico-economico rappresentativo della Energy Community, con il modello di Local Token Economy sviluppato da Enea, il modello energetico-economico dà in output i valori medi degli scambi di natura energetica sopra descritti, che avvengono tra i cittadini o tra cittadini e la piattaforma che governa la Local Token Economy, in modo che, applicando la conversione in token scelta, questi valori permettano di calcolare il flusso aggiuntivo di token generato all'interno della Local Token Economy grazie alla presenza delle attività relative alla Energy Community.

## 2.5 Applicazione del modello agli archetipi: il punto di vista della Community

Nei paragrafi che seguono si presentano i risultati delle simulazioni energetico-economiche effettuate per i cinque archetipi.

### 2.5.1 I risultati della simulazione “condominio”

Per quanto riguarda l’archetipo “condominio” si riportano nei grafici sottostanti (Fig.27-29) i risultati dei principali indicatori economici (NPV, IRR e PBT), che variano in base alla localizzazione dell’impianto fotovoltaico e alla taglia considerata. I grafici si riferiscono al modello di business “user driven”.

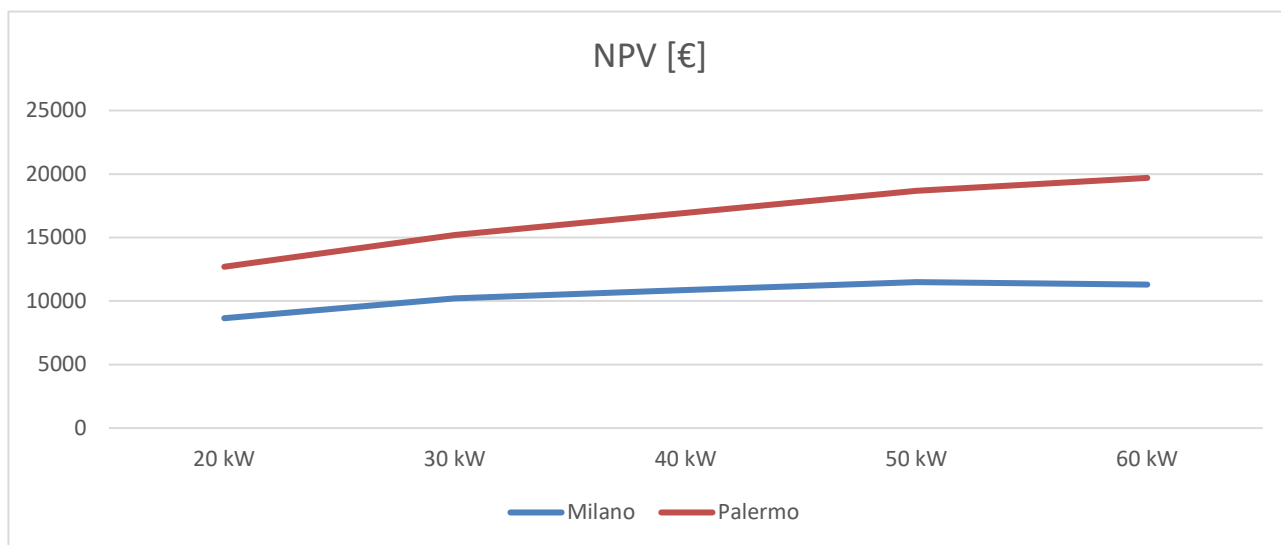


Figura 27. NPV generato dall’investimento nell’archetipo “condominio”

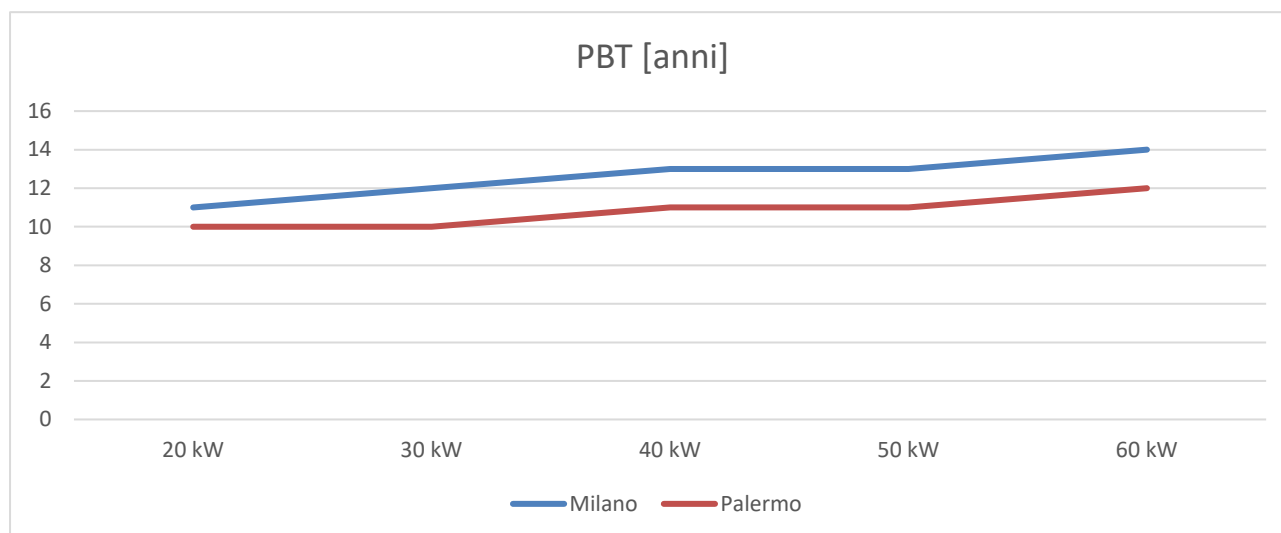


Figura 28. PBT generato dall’investimento nell’archetipo “condominio”

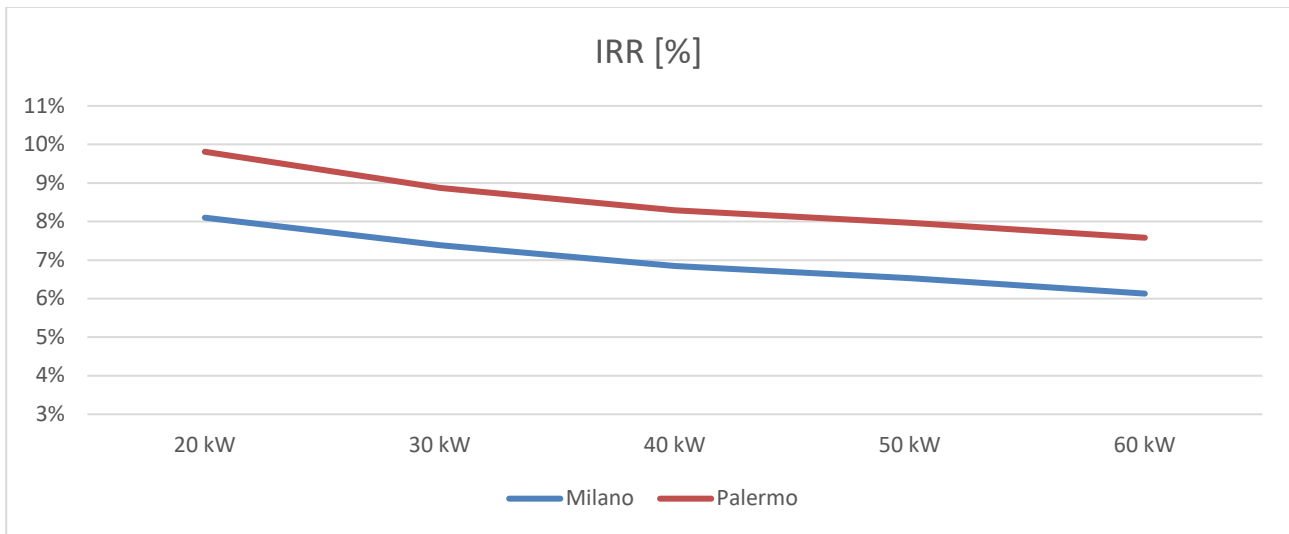


Figura 29. IRR generato dall'investimento nell'archetipo "condominio"

Le taglie più piccole, per le quali l'IRR assume valori massimi, vengono escluse in quanto il valore ridotto del NPV porterebbe ad una bassa convenienza per le famiglie in termini assoluti. La taglia dell'impianto viene, quindi, scelta in modo da **massimizzare il NPV** (nel caso di Milano si raggiunge il massimo NPV con una taglia pari a 50 kW). Date le maggiori ore equivalenti, i dati riferiti a Palermo porterebbero alla scelta di un impianto di taglia maggiore (posto che sia disponibile un adeguato spazio sul tetto) ma, al fine di effettuare un confronto a parità di potenza dell'impianto, viene considerata una taglia pari a 50 kW in entrambi i casi.

Anche negli archetipi successivi verrà mantenuta la logica appena descritta per il dimensionamento degli impianti. Inoltre, il dimensionamento dell'impianto viene mantenuto costante sia per il modello di business "user driven" che "service provider driven".

In Tabella 4 si riportano i risultati dei principali indicatori ottenuti come output del modello energetico, mentre nelle tabelle successive sono riportati i principali risultati economici, assumendo il punto di vista dell'investitore. Da notare come nel caso di investimento condiviso, la prospettiva analizzata è sia quella del service provider che quella degli utenti, in quanto entrambi partecipano all'investimento.

Tabella 4. Risultati energetici archetipo "condominio"

Risultati energetici	Milano	Palermo
Taglia impianto [kW]	50	50
Energia autoconsumata [kWh/anno]	5.600	5.610
Energia autoconsumata (% rispetto alla produzione)	10%	8%
Energia condivisa [kWh/anno]	12.750	13.210
Energia condivisa (% rispetto alla produzione)	22%	20%
Energia condivisa (% rispetto ai consumi degli utenti)	40%	40%

Tabella 5. Risultati economici archetipo "condominio" – BM "user driven"

Risultati economici – "user driven"	Milano	Palermo

IRR	6,5%	8%
PBT [anni]	13	11
NPV [€]	11.495	18.690

I risultati portano a tempi di ritorno nell'ordine dei 11-13 anni, decisamente interessanti per un utente residenziale.

**Tabella 6. Risultati economici archetipo "condominio" – BM "service provider driven"**

Risultati economici – "service provider driven"	Milano	Palermo
IRR	Negativo	Negativo
PBT [anni]	> Vita utile	> Vita utile
NPV [€]	- 38.900	- 35.300

L'impossibilità di accesso alla detrazione porta a risultati economici negativi in caso sia il service provider ad effettuare direttamente l'investimento, pur ipotizzando che trattienga il 90% dei benefici economici.

**Tabella 7. Risultati economici archetipo "condominio" – investimento condiviso**

Risultati economici – "service provider driven" – investimento condiviso	Prospettiva service provider		Prospettiva utente	
	Milano	Palermo	Milano	Palermo
IRR	16,3%	18%	6,9%	8,1%
PBT [anni]	7	6	15	13
NPV [€]	9.310	11.400	8.150	11.750

Nel caso di investimento condiviso è stata ipotizzata la suddivisione dei ricavi tramite una formula di profit sharing del 50% fra service provider e utenti. In particolare, i benefici economici equamente suddivisi sono quelli derivanti da: ottenimento dell'incentivo sull'energia condivisa, vendita dell'energia alla rete, restituzione degli oneri e perdite di rete. Ne derivano risultati positivi sia per il service provider, che riceve al momento dell'installazione il 50% del valore commerciale dell'asset dagli utenti oltre alla cessione del credito d'imposta, sia per gli utenti che, oltre a quanto già indicato, beneficiano integralmente dei risparmi dati dall'autoconsumo diretto per gli usi comuni.

CASO CON STORAGE

**Tabella 8. Risultati energetici archetipo "condominio" – caso con accumulo**

Risultati energetici	Milano	Palermo
Taglia impianto fotovoltaico [kW]	50	50
Taglia storage [kWh]	20	20
Energia autoconsumata [kWh/anno]	5.600	5.610
Energia autoconsumata (% rispetto alla produzione)	10%	8%
Energia condivisa [kWh/anno]	19.500	20.200
Energia condivisa (% rispetto alla produzione)	34%	30%
Energia condivisa (% rispetto ai	61%	62%

consumi degli utenti)		
-----------------------	--	--

**Tabella 98. Risultati economici archetipo “condominio” – BM “user driven” – con accumulo**

Risultati economici – “user driven”	Milano	Palermo
IRR	5%	7%
PBT [anni]	16	14
NPV [€]	7.349	14.890

**Tabella 10. Risultati economici archetipo “condominio” – BM “service provider driven” – con accumulo**

Risultati economici – “service provider driven”	Milano	Palermo
IRR	Negativo	Negativo
PBT [anni]	> Vita utile	> Vita utile
NPV [€]	- 47.000	- 43.200

L'impossibilità di accesso alla detrazione porta a risultati economici negativi in caso sia il service provider ad effettuare direttamente l'investimento, pur ipotizzando che trattenga il 90% dei benefici economici.

**Tabella 119. Risultati economici archetipo “condominio” – investimento condiviso – con accumulo**

Risultati economici – “service provider driven” – investimento condiviso	Prospettiva service provider		Prospettiva utente	
	Milano	Palermo	Milano	Palermo
IRR	16,4%	18%	5,6%	6,7%
PBT [anni]	7	6	17	15
NPV [€]	10.720	12.900	5.469	9.250

#### CASO CON STORAGE E PARTECIPAZIONE AL MSD TRAMITE LA FLESSIBILITA' OFFERTA DALLO STORAGE

Il developer (o un BSP esterno) può proporre agli utenti della comunità la partecipazione al MSD. Per risorse di piccola taglia, infatti, è necessaria l'aggregazione di un gran numero di impianti ed è probabile l'annessione di queste risorse ad aggregati già esistenti.

Alle regole attuali del progetto pilota UVAM (ossia in primis della presenza del corrispettivo fisso), ed ipotizzando che lo storage sia utilizzato durante l'anno per la partecipazione al MSD al 5% della sua disponibilità (ossia dell'energia disponibile), l'utilizzo dello storage determina un **incremento dei ricavi per gli utenti della community nell'ordine dei 150 ÷ 350 €/anno** se localizzati al Nord e **200 ÷ 650 €/anno** per utenti localizzati al Sud con uno storage della medesima taglia. È altresì da sottolineare che tale livello di partecipazione risulti ampiamente superiore rispetto alle attuali dinamiche registrate nell'ambito dei progetti pilota, ed è volto a stimare l'impatto derivante da una più ampia partecipazione delle «nuove risorse» su MSD.

I valori variano in funzione dei prezzi di remunerazione dell'energia effettivamente erogata sul MSD, per i quali è difficile dare ad oggi una stima corretta data la fase «pilota» che attualmente caratterizza questo tipo di opportunità di mercato.

I risultati presentati, inoltre, sono già decurtati della quota da riconoscere al BSP. In particolare, si ipotizza che il BSP agisca in ottica «di portafoglio», gestendo UVAM per complessivi 100 MW, e valuti l'inserimento di nuove risorse allocando ad esse una parte dei costi fissi e variabili dell'infrastruttura tecnologica necessaria per la partecipazione al MSD (quali i costi di piattaforma, UPM, linee di comunicazione). I ricavi che i proprietari degli asset ottengono dalla partecipazione al MSD sono quindi calcolati al netto della quota

che il BSP trattiene per ripagarsi dei costi di investimento e di esercizio. Il corrispondente  **margine operativo per il BSP risulta pari a quello degli utenti per singola unità aggregata**, sotto l'ipotesi che sia prevista una ripartizione egualitaria sia del corrispettivo fisso che dei ricavi derivanti dall'effettiva fornitura.

Di seguito si riportano i risultati che tengono conto del ricavo aggiuntivo da partecipazione al MSD.

**Tabella 102. Risultati economici archetipo “condominio” – BM “user driven” – con MSD**

<b>Risultati economici – “user driven”</b>	<b>Milano</b>	<b>Palermo</b>
IRR	6%	8%
PBT [anni]	15	12
NPV [€]	10.700	21.000

**Tabella 13. Risultati economici archetipo “condominio” – BM “service provider driven” – con MSD**

<b>Risultati economici – “service provider driven”</b>	<b>Milano</b>	<b>Palermo</b>
IRR	Negativo	Negativo
PBT [anni]	> vita utile	> vita utile
NPV [€]	- 45.000	- 39.800

**Tabella 14. Risultati economici archetipo “condominio” – investimento condiviso – con MSD**

<b>Risultati economici – “service provider driven” – investimento condiviso</b>	<b>Prospettiva service provider</b>		<b>Prospettiva user</b>	
	<b>Milano</b>	<b>Palermo</b>	<b>Milano</b>	<b>Palermo</b>
IRR	16%	20%	6,5%	8,3%
PBT [anni]	7	6	15	13
NPV [€]	10.700	16.500	8.900	15.400

### 2.5.2 I risultati della simulazione “super condominio”

Perseguendo l'ottica di massimizzare il NPV, l'archetipo “super condominio” si riportano in tabella i principali risultati energetici, che variano in base alla localizzazione e non dipendono, invece, dal modello di business adottato. In questo caso, l'impianto fotovoltaico risulta installato sul tetto dell'edificio ma non connesso al POD di consumo delle utenze condominiali, per questo motivo tra i flussi energetici non è presente una quota di autoconsumo diretto.

**Tabella 115. Risultati energetici archetipo “super condominio”**

<b>Risultati energetici</b>	<b>Milano</b>	<b>Palermo</b>
Taglia impianto [kW]	85	85
Energia condivisa [kWh/anno]	44.410	85.890
Energia condivisa (% rispetto alla produzione)	45%	75%
Energia condivisa (% rispetto ai consumi degli utenti)	35%	22%

**Tabella 16. Risultati economici archetipo “super condominio” – BM “user driven”**

<b>Risultati economici – “user driven”</b>	<b>Milano</b>	<b>Palermo</b>
IRR	10%	17%
PBT [anni]	10	7

NPV [€]	46.725	117.110
---------	--------	---------

**Tabella 17. Risultati economici archetipo “super condominio” – BM “service provider driven”**

Risultati economici – “service provider driven”	Milano	Palermo
IRR	Negativo	3,8%
PBT [anni]	> Vita utile	> Vita utile
NPV [€]	- 43.990	- 26.630

**Tabella 18. Risultati economici archetipo “super condominio” – investimento condiviso**

Risultati economici – “service provider driven” – investimento condiviso	Prospettiva service provider		Prospettiva user	
	Milano	Palermo	Milano	Palermo
IRR	19,3%	16,9%	7,5%	14,3%
PBT [anni]	6	7	14	8
NPV [€]	25.390	31.725	15.610	50.800

### 2.5.3 I risultati della simulazione “area residenziale”

Perseguendo l’ottica di massimizzare il NPV, l’archetipo “super condominio” si riportano in tabella i principali risultati energetici, che variano in base alla localizzazione e non dipendono, invece, dal modello di business adottato. In questo caso, l’impianto fotovoltaico risulta installato sul tetto dell’edificio ma non connesso al POD di consumo delle utenze condominiali, per questo motivo tra i flussi energetici non è presente una quota di autoconsumo diretto.

La scelta di installare più impianti di taglia “ridotta” è dovuta al vincolo di 200 kW di potenza massima per singolo impianto data da normativa e alla possibilità di accedere alla detrazione fiscale tramite impianti a tetto, invece che a terra. Dall’altro lato, un unico impianto di taglia maggiore avrebbe consentito di beneficiare di minori costi di investimento unitari con riferimento all’impianto fotovoltaico.

Le spese amministrative ipotizzate rispetto agli archetipi precedenti sono raddoppiate a causa della maggiore complessità della configurazione e della numerosità degli utenti coinvolti. Per il modello “user driven” si assumono pari a 1.000 €/anno e per il modello “service provider driven” pari a 800 €/anno.

**Tabella 1912. Risultati energetici archetipo “area residenziale”**

Risultati energetici	Milano	Palermo
Taglia impianto [kW]	480	480
Energia condivisa [kWh/anno]	304.180	329.650
Energia condivisa (% rispetto alla produzione)	55%	51%
Energia condivisa (% rispetto ai consumi degli utenti)	31%	33%

**Tabella 130. Risultati economici archetipo “area residenziale” – BM “user driven”**

Risultati economici – “user driven”	Milano	Palermo
IRR	10%	12%
PBT [anni]	10	9
NPV [€]	284.060	393.680

**Tabella 21. Risultati economici archetipo “area residenziale” – BM “service provider driven”**

Risultati economici – “service provider driven”	Milano	Palermo
IRR	3,3%	4,8%
PBT [anni]	> Vita utile	> Vita utile
NPV [€]	- 134.410	- 82.700

**Tabella 142. Risultati economici archetipo “area residenziale” – investimento condiviso**

Risultati economici – “service provider driven” – investimento condiviso	Prospettiva service provider		Prospettiva user	
	Milano	Palermo	Milano	Palermo
IRR	9,8%	11,1%	11,3%	13,3%
PBT [anni]	13	11	10	9
NPV [€]	36.520	66.220	174.660	225.615

#### 2.5.4 I risultati della simulazione “area mista”

Perseguendo l’ottica di massimizzare il NPV, per l’archetipo “area mista” si riportano in tabella i principali risultati energetici, che variano in base alla localizzazione e non dipendono, invece, dal modello di business adottato. In questo caso, l’impianto fotovoltaico risulta installato sul tetto dell’edificio ma non connesso al POD di consumo delle utenze condominiali, per questo motivo tra i flussi energetici non è presente una quota di autoconsumo diretto.

La scelta di installare più impianti di taglia “ridotta” è dovuta al vincolo di 200 kW di potenza massima per singolo impianto data da normativa e alla possibilità di accedere alla detrazione fiscale tramite impianti a tetto, invece che a terra. Dall’altro lato, un unico impianto di taglia maggiore avrebbe consentito di beneficiare di minori costi di investimento unitari con riferimento all’impianto fotovoltaico.

Le spese amministrative ipotizzate rispetto agli archetipi precedenti sono raddoppiate a causa della maggiore complessità della configurazione e della numerosità degli utenti coinvolti. Per il modello “user driven” si assumono pari a 1.000 €/anno e per il modello “service provider driven” pari a 800 €/anno.

**Tabella 153. Risultati energetici archetipo “area mista”**

Risultati energetici	Milano	Palermo
Taglia impianto [kW]	860	860
Energia condivisa [kWh/anno]	668.540	704.800
Energia condivisa (% rispetto alla produzione)	68%	61%
Energia condivisa (% rispetto ai consumi degli utenti)	62%	65%

**Tabella 24. Risultati economici archetipo “area mista” – BM “user driven”**

Risultati economici – “user driven”	Milano	Palermo
IRR	12%	14%
PBT [anni]	9	8
NPV [€]	680.890	849.000

**Tabella 25. Risultati economici archetipo “area mista” – BM “service provider driven”**

Risultati economici –	Milano	Palermo
-----------------------	--------	---------

<b>“service provider driven”</b>		
IRR	5,7%	7,1%
PBT [anni]	> Vita utile	> Vita utile
NPV [€]	- 80.000	5.285

**Tabella 26. Risultati economici archetipo “area mista” – investimento condiviso**

Risultati economici – “service provider driven” – investimento condiviso	Prospettiva service provider		Prospettiva user	
	Milano	Palermo	Milano	Palermo
IRR	13,6%	15,7%	13,3%	15%
PBT [anni]	10	8	9	8
NPV [€]	143.200	192.200	408.215	492,285

#### FLESSIBILITA’

In maniera incrementale rispetto ai risultati appena esposti per l’area mista, si prevede la partecipazione al mercato della flessibilità utilizzando l’impianto di condizionamento estivo di cui si ipotizza disponga il centro commerciale (ipotesi: impianto a chiller da 1 MWel). Le esigenze di comfort termico degli utenti richiedono che tale impianto sia aggregato in UVAM con altre risorse, ed eventualmente rispondere agli ordini di modulazione sfruttando l’inerzia termica dell’edificio, senza che ciò comporti un innalzamento significativo della temperatura interna. Questo tipo di risorsa può garantire la disponibilità unicamente nel corso dei mesi estivi (si ipotizza maggio-settembre).

Alle regole attuali del progetto pilota UVAM (ossia in primis della presenza del corrispettivo fisso), ed ipotizzando che l’impianto a chiller sia utilizzato durante l’anno per la partecipazione al MSD al 5% della sua disponibilità (ossia dell’energia disponibile), l’utilizzo dell’impianto di condizionamento estivo determina un incremento dei ricavi **per gli utenti della community nell’ordine dei 2.400 ÷ 6.500 €/anno**. È altresì da sottolineare che tale livello di partecipazione risulti ampiamente superiore rispetto alle attuali dinamiche registrate nell’ambito dei progetti pilota, ed è volto a stimare l’impatto derivante da una più ampia partecipazione delle «nuove risorse» su MSD.

I valori variano in funzione dei prezzi di remunerazione dell’energia effettivamente erogata sul MSD, per i quali è difficile dare ad oggi una stima corretta data la fase di evoluzione del mercato.

I risultati presentati, inoltre, sono già decurtati della quota da riconoscere al BSP. In particolare, si ipotizza che il BSP agisca in ottica «di portafoglio», gestendo UVAM per 100 MW, e valuti l’inserimento di nuove risorse allocando ad esse una parte dei costi fissi e variabili dell’infrastruttura tecnologica necessaria per la partecipazione al MSD (quali i costi di piattaforma, UPM, linee di comunicazione). I ricavi che i proprietari degli asset ottengono dalla partecipazione al MSD sono quindi calcolati al netto della quota che il BSP trattiene per ripagarsi dei costi di investimento e di esercizio. Il corrispondente **marginale operativo per il BSP risulta pari a 6.000 ÷ 10.000 €/anno per singola unità aggregata**.

**Tabella 167. Risultati economici archetipo “area mista” – BM “user driven” – con MSD**

Risultati economici – “user driven”	Milano	Palermo
IRR	13%	14%
PBT [anni]	9	8
NPV [€]	742.000	910.000

**Tabella 28. Risultati economici archetipo “area mista” – BM “service provider driven” – con MSD**

Risultati economici –	Milano	Palermo
-----------------------	--------	---------

<b>“service provider driven”</b>		
IRR	Negativo	8%
PBT [anni]	> Vita utile	18
NPV [€]	- 19.000	66.000

**Tabella 29. Risultati economici archetipo “area mista” – investimento condiviso – con MSD**

Risultati economici – “service provider driven” – investimento condiviso	Prospettiva service provider		Prospettiva user	
	Milano	Palermo	Milano	Palermo
IRR	17%	18,3%	14,5%	16,2%
PBT [anni]	8	7	8	7
NPV [€]	206.000	255.000	469.000	553.000

### 2.5.5 I risultati della simulazione “Pubblica Amministrazione”

Tra i modelli di business applicati alla Pubblica Amministrazione non viene analizzato il caso di investimento condiviso, in quanto i soggetti della PA non hanno accesso alle detrazioni fiscali e dunque decade il meccanismo di cessione del credito.

**Tabella 3017. Risultati energetici archetipo “Pubblica Amministrazione”**

Risultati energetici	Milano	Palermo
Taglia impianto [kW]	200	200
Energia condivisa [kWh/anno]	140.000	148.000
Energia condivisa (% rispetto alla produzione)	61%	55%
Energia condivisa (% rispetto ai consumi degli utenti)	67%	71%

**Tabella 31. Risultati economici archetipo “Pubblica Amministrazione” – BM “PA driven”**

Risultati economici – “PA driven”	Milano	Palermo
IRR	10%	12%
PBT [anni]	11	9
NPV [€]	121.000	160.000

**Tabella 3218. Risultati economici archetipo “Pubblica Amministrazione” – BM “service provider driven”**

Risultati economici – “service provider driven”	Milano	Palermo
IRR	Negativo	7,1%
PBT [anni]	> Vita utile	20
NPV [€]	- 18.000	1.400

## 2.6 Applicazione del modello agli archetipi: il punto di vista dell'utente

In questa sezione viene indicato il beneficio annuo che i singoli utenti della configurazione ottengono dalla partecipazione alle configurazioni ipotizzate.

La **ripartizione dei ricavi annui** è effettuata, per i diversi membri, in maniera **proporzionale alla percentuale di energia condivisa**, quindi in funzione del loro profilo di prelievo e tanto maggiore quanto migliore è la sovrapposizione al profilo di produzione dell'impianto di generazione. L'unica eccezione è rappresentata dalla ripartizione dei risparmi ottenuti dall'uso diretto per gli usi comuni, equamente divisa tra tutti i condòmini.

I risultati economici ottenuti per la community nel suo complesso nel caso di investimento autonomo da parte degli utenti e di investimento condiviso sono risultati economicamente sostenibili (vedasi Capitolo 2.5), si riporta dunque nelle seguenti tabelle (Tab.34-37) l'indicazione del **marginе operativo annuo** (calcolato come la differenza tra ricavi e costi operativi annui) che ognuno dei membri ottiene dalla partecipazione alla configurazione. Viene escluso il caso di investimento autonomo da parte del service provider, in quanto conduceva a risultati economici negativi.

Si riprendono in Tabella 33 le principali caratteristiche degli utenti residenziali considerati all'interno degli archetipi analizzati.

**Tabella 3319. Caratteristiche delle famiglie modellizzate**

	Numero di componenti del nucleo familiare	Tipologia di utenti	Dotazione tecnologica	Consumi elettrici annui MILANO	Consumi elettrici annui PALERMO
<b>Famiglia 1</b>	1 persona	Non occupato	Riscaldamento a gas e raffrescamento a pompa di calore	2.272 kWh	2.266 kWh
<b>Famiglia 2</b>	2 persone	Entrambe occupate	Riscaldamento a gas	2.339 kWh	2.340 kWh
<b>Famiglia 3</b>	3 persone	Un occupato	Riscaldamento a gas e raffrescamento a pompa di calore	3.381 kWh	3.552 kWh

### ARCHETIPO CONDOMINIO

**Tabella 3420. Margine operativo dei singoli user - condominio**

€/anno	User driven*		Service provider driven - condiviso	
	MILANO	PALERMO	MILANO	PALERMO
<b>Famiglia 1</b>	520	550	103	107
<b>Famiglia 2</b>	490	517	100	103
<b>Famiglia 3</b>	640	711	115	123

\*I valori sono riferiti ai primi 10 anni e comprendono la detrazione.

### ARCHETIPO SUPERCONDOMINIO

**Tabella 3521. Margine operativo dei singoli user – supercondominio**

€/anno	User driven*		Service provider driven - condiviso	
	MILANO	PALERMO	MILANO	PALERMO
<b>Famiglia 1</b>	243	260	88	96

<b>Famiglia 2</b>	229	173	80	86
<b>Famiglia 3</b>	314	285	123	143

\*I valori sono riferiti ai primi 10 anni e comprendono la detrazione.

ARCHETIPO AREA RESIDENZIALE

**Tabella 3622. Margine operativo dei singoli user – area residenziale**

€/anno	User driven*		Service provider driven - condiviso	
	MILANO	PALERMO	MILANO	PALERMO
<b>Famiglia 1</b>	142	159	74	81
<b>Famiglia 2</b>	131	147	68	74
<b>Famiglia 3</b>	200	239	103	119

\*I valori sono riferiti ai primi 10 anni e comprendono la detrazione.

ARCHETIPO AREA MISTA

**Tabella 3723. Margine operativo dei singoli user – area mista**

€/anno	User driven*		Service provider driven - condiviso	
	MILANO	PALERMO	MILANO	PALERMO
<b>Famiglia 1</b>	128	145	73	81
<b>Famiglia 2</b>	116	131	67	74
<b>Famiglia 3</b>	187	211	102	114
<b>Ufficio</b>	3.924	4.240	1.971	2.129
<b>Commercio</b>	25.414	27.596	12.716	13.807

\*I valori sono riferiti ai primi 10 anni e comprendono la detrazione.

Nei casi con partecipazione al MSD, i valori indicati in precedenza rappresentano il margine operativo sia per i clienti finali che per il BSP. Considerando, quindi, anche i costi legati alla partecipazione possono essere sommati ai valori di margine operativo indicati nelle tabelle di cui sopra.

### 3 Conclusioni

Dall'analisi dei risultati ottenuti con l'applicazione del modello energetico-economico agli archetipi scelti nella fase iniziale dello studio, sono emersi alcuni elementi significativi per l'individuazione dei fattori abilitanti lo sviluppo e la diffusione in Italia delle comunità di energia rinnovabile e degli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.

La prima considerazione riguarda i **business model** attraverso cui queste iniziative possono essere promosse. L'approccio che il legislatore ha voluto dare alle comunità energetiche è quello di un gruppo di utenti finali che si uniscono con l'intento di diventare produttori stessi dell'energia necessaria ai propri usi. Questo caso è rappresentato all'interno del report nel business model **"user driven"**. Verosimilmente, però, non ci si può aspettare che lo sviluppo di queste configurazioni avverrà solo sulla base delle iniziative dei singoli cittadini, a causa di una mancanza di **consapevolezza** sulle tematiche energetiche e di **competenze specifiche** per permettere una completa valutazione della possibilità di partecipazione. Per questo motivo, è ragionevole supporre che tra i protagonisti dello sviluppo delle comunità energetiche e dei gruppi di autoconsumatori collettivi vi siano dei **"soggetti terzi"** con competenze energetiche ed economiche, che possano accompagnare gli utenti nelle loro scelte e gestire la comunità ottimizzandone i flussi, sia dal punto di vista energetico che economico. Allo stesso modo, il modello di business **"PA driven"** potrebbe presentare alcuni ostacoli a causa della mancanza di competenze interne alla Pubblica Amministrazione in tema di energia, ma, rispetto al modello **"user driven"**, presenta alcuni punti di forza grazie ad una natura più propensa all'aggregazione di enti locali, associazioni e piccole realtà che si trovano sul territorio, soprattutto nei piccoli Comuni.

Dall'analisi dei **risultati economici** emerge, tuttavia, che il business model **"service provider driven"** non risulta economicamente vantaggioso per il soggetto terzo, nel caso in cui questo sostenga l'investimento per intero. Nel caso in cui si preveda l'**investimento condiviso** tra i membri della comunità e il soggetto terzo promotore, questo risulta invece economicamente sostenibile per entrambi, ma bisogna evidenziare che in questo caso è necessaria **un'attenta valutazione della suddivisione interna dei benefici**, che ricadono in parte sui membri e in parte sul soggetto terzo, per fare in modo che il progetto risulti vantaggioso per tutti gli attori in gioco.

In particolare, la suddivisione dei benefici internamente alla configurazione è un elemento non trattato all'interno del quadro normativo-regolatorio italiano, essendo infatti demandato alle decisioni prese all'interno di ciascuna "community". Ciò rappresenta un ulteriore elemento di attenzione, al fine di identificare modalità di ripartizione che promuovano comportamenti virtuosi da parte delle utenze energetiche.

Riguardo i casi in cui è stato ipotizzato che l'investimento venga sostenuto solo dagli utenti finali o dalla Pubblica Amministrazione, questi risultano economicamente sostenibili, grazie alla **presenza degli incentivi statali** posti sull'energia condivisa internamente alla comunità e, nel caso di investimento sostenuto da utenti domestici, anche su parte dell'investimento iniziale (Ecobonus 50%). È importante comunque sottolineare che, nonostante questi modelli di business risultino economicamente sostenibili, la **necessità di intraprendere la totalità dell'investimento in autonomia potrebbe rappresentare una barriera** importante allo sviluppo di queste iniziative da parte degli utenti.

Da un **punto di vista tecnologico**, invece, l'elemento di maggiore interesse è il vincolo posto dalla normativa riguardo il perimetro di cui devono fare parte i membri delle comunità di energia rinnovabile. Tutti i membri e gli impianti afferenti alla comunità energetica rinnovabile devono essere collegati in BT, in particolare sottesi alla medesima **cabina secondaria**. Tale vincolo limita la taglia degli impianti di generazione installabili, poiché l'installazione di impianti di potenza superiore a 100 kW su rete di bassa tensione è soggetta a decisione del distributore (DSO) responsabile del relativo tratto di rete, e

generalmente richiede la connessione in media tensione. Ciò significa che il limite di 200 kW come taglia degli impianti che possono appartenere alla comunità, fissato dalla normativa, può risultare de facto ridotto a 100 kW nel caso delle comunità di energia rinnovabile. Questo vincolo risulta limitante anche in relazione alle tipologie di membri che possono fare parte di questa configurazione, tra cui si annoverano anche le medie imprese, che potrebbero però essere connesse in MT, precludendo de facto la loro partecipazione alle comunità di energia rinnovabile.

Inoltre, il vincolo di appartenenza alla medesima cabina secondaria, crea un ulteriore impedimento nello sviluppo delle comunità energetiche, poiché esso comporta, in fase di attivazione di una configurazione, la necessità di effettuare un'istanza di **verifica dei POD** candidati a costituire la comunità di energia rinnovabile al DSO locale. Quest'ultimo può fornire l'informazione solo con l'approvazione dei titolari dei punti di prelievo; ciò implica che un soggetto che intenda promuovere la costituzione di una nuova comunità di energia rinnovabile non possa sapere a priori quali utenti coinvolgere.

Il recepimento in forma definitiva della Direttiva europea RED II, il cui termine è fissato per giugno 2021, potrebbe "rilassare" alcuni dei vincoli appena citati e permettere così una più ampia diffusione delle iniziative e adesione alle configurazioni.

L'applicazione della **tecnologia blockchain** alle comunità energetiche può abilitare ulteriori attività, utili a sfruttare appieno le potenzialità delle comunità energetiche. Primo tra tutti, il monitoraggio puntuale dei dati e la loro gestione diffusa e sicura permettono di individuare eventuali inefficienze nei consumi dei membri e di supportarli in un percorso di consapevolezza ed ottimizzazione dei propri consumi. I dati raccolti abilitano inoltre la partecipazione delle comunità energetiche a meccanismi di flessibilità, con un conseguente vantaggio economico per i membri, dimostrato attraverso il modello energetico-economico sviluppato. Infine, se la comunità energetica si trova all'interno di una Local Token Economy, la tecnologia blockchain permette di regolare anche "scambi sociali" aumentando ulteriormente l'impatto positivo che la comunità energetica genera per i propri membri.

Questo genere di progetti è attualmente in fase di studio in tutta Europa e sono presenti già alcuni progetti pilota che applicano la tecnologia blockchain a scambi energetici e sociali tra utenti, alcuni di essi sono stati mappati all'interno del Rapporto relativo alla prima annualità di questo progetto triennale [1]. Anche in Italia l'interesse all'applicazione della tecnologia blockchain per regolare gli scambi sia energetici che sociali tra utenti è in forte crescita ed alcuni progetti di comunità energetiche stanno iniziando a lavorare sulla raccolta dati in vista dell'utilizzo degli stessi a tal fine, appena un'applicazione diffusa della blockchain sarà possibile.

## 4 Riferimenti bibliografici

1. S. Franzò, D. Chiaroni, V. Chiesa, F. Frattini, “Rapporto Energy Energy Communities basate sulla tecnologia blockchain: analisi dei modelli organizzativi e del quadro normativo-regolatorio a livello Europeo”, Report RdS/PTR2019/011 rev feb. 2020.
2. MISE, MATTM, MIT, “Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima”, 2019.
3. E. McKenna, M. Thomson, J. Barton, “High-resolution stochastic integrated thermal–electrical domestic demand model”, 2016.
4. ISTAT, “Banche Dati e Sistemi Informativi”, 2020: <https://www.istat.it/it/dati-analisi-e-prodotti/banche-dati>
5. V. Angelucci, P. Gramatica, D. Moneta, R. Urban, “Funzioni di ottimizzazione energetica: analisi su dati reali e sviluppi”, RSE, 2018.
6. S. Sibilio, A. D’Agostino, M. Fatigati, M. Citterio, “Valutazione dei consumi nell’edilizia esistente e benchmark mediante codici semplificati: analisi di edifici residenziali”, ENEA 2009.
7. ISPRA, “Sistema Nazionale per l’elaborazione e diffusione dei dati climatici.”, 2020: [http://www.scia.isprambiente.it/wwwrootscia/Home\\_new.html#](http://www.scia.isprambiente.it/wwwrootscia/Home_new.html#)
8. A. Agrillo, V. Surace, P. Liberatore, “Rapporto statistico Solare Fotovoltaico 2019”, GSE 2020.
9. European Commission Science Hub, “Photovoltaic Geographical Information System”, 2020: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
10. ENEA, Studio ENEA sugli aspetti socioeconomici normativi riguardanti l’implementazione del modulo LTE nella piattaforma LEC svolto nell’ambito della Linea di attività 1.47 “Progettazione piattaforma e servizi, implementazione infrastruttura LEC”, 2020

## 5 Abbreviazioni ed acronimi

BM: Business Model

BSP: Balance Service Provider

BT: Bassa Tensione

CAPEX: CAPital EXpenditure

ESCo: Energy Service Company

IEM: Internal Electricity Market

IRR: Internal Rate of Return

MSD: Mercato dei Servizi di Dispacciamento

MT: Media Tensione

NPV: Net Present Value

OPEX: OPerating EXpense

P2P: peer-to-peer

PA: Pubblica Amministrazione

PBT: Pay-Back Time

PMI: Piccole e Medie Imprese

PNIEC: Piano Nazionale Integrato Energia e Clima

POD: Point Of Delivery

PV: PhotoVoltaics

REC: Renewable Energy Community

RED: Renewable Energy Directive

UPM: Unità Periferiche di Monitoraggio

UVAM: Unità Virtuale Abilitata Mista

## 6 Curriculum scientifico del gruppo di lavoro

**Simone Franzò** è Ricercatore a tempo determinato presso il Politecnico di Milano, ove è docente di Management of Energy & Sustainability ed Energy Management Lab nell'ambito del corso di laurea magistrale in Ingegneria Gestionale. È membro della Core Faculty della School of Management del Politecnico di Milano, dove insegna nell'ambito di corsi specialistici, MBA ed Executive MBA (presso il MIP Politecnico di Milano – Graduate School of Business) e dirige l'Executive Master in Management. È Project Leader presso l'Energy & Strategy Group del Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano per le attività legate al Mercato Elettrico ed alla Smart Mobility.

**Davide Chiaroni** è Professore Ordinario presso il Politecnico di Milano, ove è docente di Strategy and Marketing nell'ambito del corso di laurea magistrale in Ingegneria Gestionale. Presso il MIP Graduate School of Business del Politecnico di Milano è Associate Dean per la Corporate Education e Membro del Comitato di Gestione. È stato inoltre Direttore della Management Academy del MIP, la Business School del Politecnico di Milano. È Vice-Direttore, presso il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano, dell'Energy & Strategy Group, osservatorio permanente sul settore dell'energia.

**Vittorio Chiesa** è Professore Ordinario presso il Politecnico di Milano, ove è docente di Strategy and Marketing e di Energy and Sustainability Management nell'ambito del corso di laurea magistrale in Ingegneria Gestionale. È Presidente del MIP Graduate School of Business del Politecnico di Milano. È Direttore, presso il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano, dell'Energy & Strategy Group, osservatorio permanente sul settore dell'energia. In base alle pubblicazioni, è stato indicato tra i Top 60 World's Innovation Management Scholars in un'analisi relativa al periodo 1991-2010.

**Federico Frattini** è Professore Ordinario presso il Politecnico di Milano, ove è docente di Impresa e Decisioni Strategiche nell'ambito del corso di laurea triennale in Ingegneria Gestionale. È Honorary Researcher presso la Lancaster University Management School. È Dean del MIP Graduate School of Business del Politecnico di Milano. È Vice-Direttore, presso il Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano, dell'Energy & Strategy Group, osservatorio permanente sul settore dell'energia. È stato nominato nel 2013 tra i primi 50 studiosi al mondo sui temi della gestione della tecnologia e dell'innovazione.