



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI CAGLIARI
FACOLTÀ DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

**CORSO DI LAUREA TRIENNALE IN INGEGNERIA ELETTRICA,
ELETTRONICA ED INFORMATICA**

**Ottimizzazione dell'autoconsumo nelle
comunità energetiche mediante sistemi di
accumulo distribuiti**

Relatore:

Prof. Emilio Ghiani

Candidato:

Davide Murgia

Anno accademico 2024/25



UNICA

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI CAGLIARI

Indice

Introduzione.....	0
1 La transizione energetica in Europa	2
1.1 Accordi internazionali sulla transizione energetica.....	2
1.1.1 L'accordo di Parigi	2
1.1.2 Green Deal.....	2
1.1.3 Fit for 55	3
1.1.4 REPowerEU	3
1.1.5 La transizione energetica in Italia e il PNRR	5
1.2 La normativa europea e le CER.....	6
1.2.1 Il CEP	6
1.2.2 La direttiva RED II	7
1.2.3 La Direttiva IEM	8
2 La normativa italiana e le CER.....	10
2.1 Decreto Milleproroghe	10
2.2 Delibera ARERA	12
2.3 Decreto MISE.....	12
2.4 Decreto legislativo 199/2021	13
2.5 TIAD.....	14
2.5.1 CER	14
2.5.2 Gruppi di autoconsumo collettivo	16
2.5.3 Autoconsumatori individuali a distanza	17
2.5.4 Gruppi di clienti attivi	18
2.5.5 Le CEC	20
2.5.6 Cliente attivo a distanza.....	20



2.6	Decreto CACER	21
2.6.1	Contributi economici	22
3	Il caso studio	26
3.1	La comunità di autoconsumo di Is Corrias	26
3.2	L'impianto fotovoltaico	27
3.2.1	Il profilo di produzione	27
3.2.2	Profilo del prezzo zonale	34
3.2.3	Ricavi dalla vendita dell'energia	38
3.3	Il profilo di consumo e l'energia condivisa	43
3.3.1	Profilo di consumo dell'appartamento N-1	46
3.3.2	Profilo di consumo dell'appartamento N-4	46
3.3.3	Profilo di consumo dell'appartamento N-8	47
3.3.4	Profilo di consumo aggregato e dell'energia condivisa.....	48
4	La massimizzazione dell'energia condivisa	61
4.1	Lo sviluppo del sistema di accumulo distribuito	61
4.1.1	Il KNX come sensore intelligente	68
4.2	Il sistema di accumulo da 3 kWh.....	68
4.3	Il sistema di accumulo da 5 kWh.....	76
5	Analisi dell'investimento economico	83
5.1	Caso base	89
5.2	Caso con sistema di accumulo da 3 kWh	91
5.3	Caso con sistema di accumulo da 5 kWh	94
5.4	Caso ideale.....	97
	Conclusioni.....	99
	Bibliografia.....	101
	Appendice	105



Introduzione

Negli ultimi anni abbiamo assistito a una serie di crisi a livello globale, che hanno messo in luce quando sia fragile l'equilibrio sul quale si regge l'approvvigionamento energetico del continente europeo. La pandemia di COVID-19 e in particolare il conflitto in Ucraina, hanno influenzato le politiche sugli scambi commerciali riguardanti i paesi coinvolti, a cui è seguito un aumento dei prezzi dei combustibili fossili utilizzati per la produzione di energia. La scelta da parte dei paesi membri dell'UE di operare sanzioni economiche e commerciali nei confronti della Federazione Russa, ha portato non solo alla scelta di cercare nuovi partner commerciali per soddisfare la sempre crescente richiesta energetica, ma anche alla necessità di velocizzare il processo di transizione energetica già in atto al fine di aumentare la percentuale di energia prodotta attraverso risorse rinnovabili. Tale scelta ha l'obiettivo di contribuire alla diminuzione dell'impatto ambientale, ma di sviluppare anche una certa indipendenza sul piano della produzione dell'energia, in vista della sempre più complessa situazione mondiale. L'Europa si è dunque mossa in questa direzione attraverso la creazione di una apposita commissione, che si è occupata della promulgazione di una serie di documenti normativi riguardanti il tema, i quali sono poi stati recepiti dai singoli stati ed integrati all'interno del proprio quadro normativo.

Per quanto concerne l'Italia, di particolare interesse sono il decreto Milleproroghe e la delibera ARERA, che hanno portato a definire a livello normativo le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e le modalità di condivisione dell'energia.

Lo studio presentato prevede come primo passo l'esposizione della normativa e delle definizioni necessarie per comprendere appieno come funzionino le CER, le quali verranno illustrate nei primi due capitoli insieme al percorso legislativo che ha portato alla loro nascita.

Il secondo passo sarà la descrizione del caso studio, ovvero un edificio condominiale dotato di un impianto fotovoltaico, la cui energia prodotta viene condivisa sfruttando il concetto di autoconsumo diffuso. Attraverso tale configurazione l'energia prodotta in eccesso dall'impianto fotovoltaico condominiale è immessa in rete e oltre ad essere venduta può essere virtualmente condivisa con le unità immobiliari autonome (appartamenti) e pertanto incentivata. Verranno analizzati i ricavi dalla vendita



UNICA

UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI CAGLIARI

dell'energia e soprattutto i consumi energetici, soffermandosi in particolare sulla condivisione dell'energia prodotta ed evidenziando la possibilità di migliorare tale aspetto, mediante un sistema di accumulo distribuito, ovvero dotando i singoli condomini di sistemi di accumulo locali, in grado di assorbire in condivisione tutta l'energia immessa in rete da parte del sistema di produzione fotovoltaica del condominio, al fine di massimizzare il beneficio economico dell'energia incentivata.

Si confronteranno poi i risultati ottenuti nei vari casi, illustrando in maniera approfondita il processo che ha permesso di sviluppare tali stime, a partire dai dati a disposizione riguardanti la produzione fotovoltaica e i consumi singoli degli utenti del condominio.

Infine verrà valutata la convenienza economica dei vari casi proposti, confrontandone i costi di realizzazione, i ricavi e soprattutto i tempi necessari per rientrare dell'investimento effettuato.



1 La transizione energetica in Europa

1.1 Accordi internazionali sulla transizione energetica

1.1.1 L'accordo di Parigi

Nel 2015 si è tenuta a Parigi la ventunesima Conferenza della parti (COP 21), la quale si è conclusa con la firma di un trattato internazionale noto come l'Accordo di Parigi [1], che ha coinvolto 55 paesi rappresentanti almeno il 55% delle emissioni di gas a effetto serra globali. Con essa i suoi membri hanno rinnovato gli accordi presi nel 1992 con la convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), ovvero il principale accordo internazionale sul cambiamento climatico, che già a suo tempo si poneva come obiettivo la necessità di agire collettivamente per proteggere l'ambiente e limitare le emissioni di gas e effetto serra. Con la ratifica dell'accordo di Parigi è stato delineato un piano d'azione per limitare il riscaldamento globale, in cui ognuno dei paesi si impegna a portare avanti i 6 punti principali stabiliti nel trattato:

- Limitare l'aumento della temperatura media globale al di sotto di 1,5° C entro la fine del secolo;
- Garantire la trasparenza e il controllo comunicando l'un l'altro e al pubblico i risultati raggiunti nell'attuazione dei rispettivi obiettivi;
- Presentare dei piani d'azione in materia di cambiamento climatico per ridurre le proprie emissioni;
- Stanziare dei finanziamenti per aiutare i paesi vulnerabili a ridurre le emissioni e diventare più resilienti ai cambiamenti climatici;
- Comunicare ogni 5 anni i rispettivi piani d'azione, fissando di volta in volta obiettivi più ambiziosi.

1.1.2 Green Deal

A seguito della COP 21, l'UE ha lanciato nel 2019 la propria strategia di crescita sostenibile nota come "*Green Deal*" [2], la quale consiste in un pacchetto di iniziative strategiche che ha come obiettivo il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. La produzione e l'utilizzo di energia rappresentano infatti il 75% delle emissioni di

gas a effetto serra dell'UE, valore che si intende ridurre attraverso la decarbonizzazione del sistema energetico. A tale scopo il documento si concentra sui seguenti punti:

- Garantire una transizione equa e inclusiva che permetta un approvvigionamento energetico dell'UE sicuro e a prezzi accessibili, coinvolgendo e aiutando così gli individui più vulnerabili;
- Sviluppare un mercato dell'energia integrato, interconnesso e digitalizzato, promuovendo in tal modo un sistema di economia circolare;
- Prioritizzare l'efficienza energetica, migliorando il rendimento energetico dei nostri edifici e sviluppando un settore energetico basato sulle fonti rinnovabili, investendo inoltre sul rendere sostenibili ed efficienti le pratiche agricole e industriali attraverso investimenti sulle tecnologie verdi.

1.1.3 Fit for 55

Nel 2021 l'UE ha presentato dunque il “*Fit for 55*” [3], un insieme di proposte legislative promulgate per aggiornare le normative Europee e allineare le sue politiche agli obiettivi del *Green Deal* sostenendo così la posizione leader dell'UE nella lotta al cambiamento climatico, senza però trascurare la necessità non solo di garantire una transizione giusta e socialmente equa, ma anche di rafforzare l'innovazione e la competitività dell'industria europea rispetto al resto del mondo. Il titolo stesso si riferisce all'obiettivo di ridurre entro il 2030 le emissioni nette di gas a effetto serra almeno del 55% rispetto ai livelli del 1990, il quale diventa dunque un obbligo giuridico da realizzare attraverso le seguenti misure:

- La revisione del sistema di scambio di quote di emissione di CO₂ (EU ETS), il quale rappresenta il principale strumento dell'UE per affrontare la riduzione delle emissioni;
- L'adozione di standard più rigorosi sulle emissioni di CO₂ nel settore dei trasporti;
- L'istituzione di un nuovo Fondo sociale per il clima, ovvero circa 86 miliardi di euro, di cui 65 provenienti dal bilancio dell'UE per sostenere i cittadini vulnerabili e le piccole imprese nella transizione energetica [4].

1.1.4 REPowerEU

Nel Febbraio del 2022 l'invasione dell'Ucraina da parte della Federazione Russa ha portato ad una perturbazione del mercato e dei prezzi dell'energia senza precedenti,

l'aumento di questi ultimi era già iniziato nel 2021 a seguito della pandemia di COVID-19 e della crescente domanda internazionale, rispetto al 2020 si era infatti registrato un raddoppio del prezzo dell'importazione dell'energia nell'area UE [5].

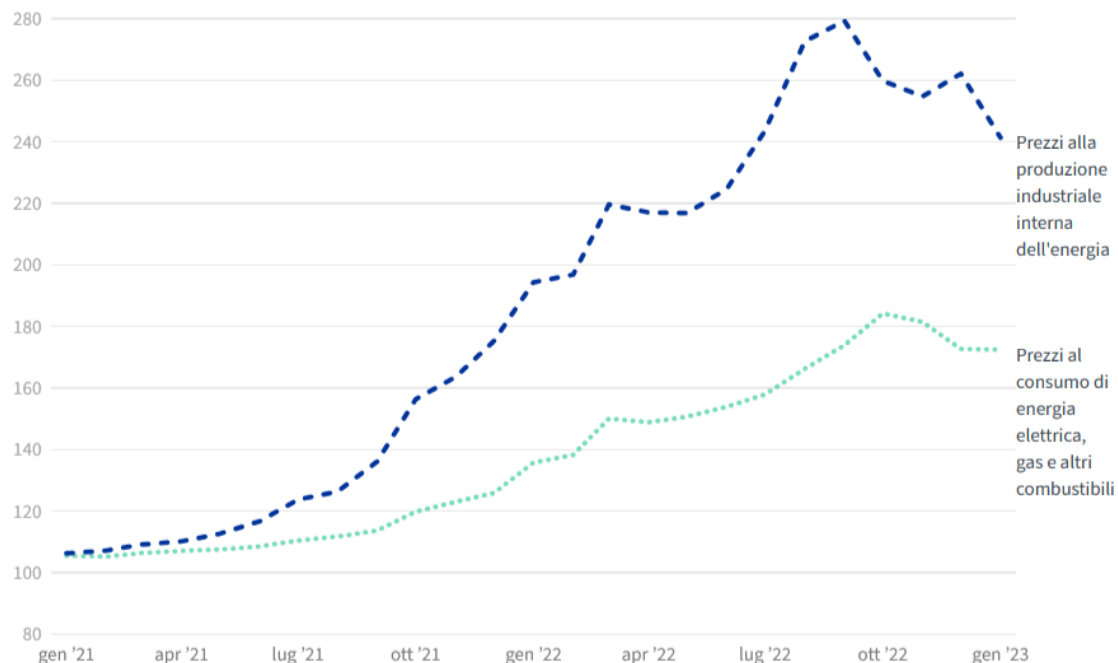


Figura 1 Prezzi in €/MWh dell'energia alla produzione e al consumo nell'UE [5]

Con il conflitto il prezzo dell'energia ha raggiunto livelli record a seguito della decisione unilaterale da parte della Russia di sospendere le forniture di gas ad alcuni stati membri dell'UE. Tale evento ha messo in luce la necessità di accelerare la transizione verde e svincolarsi dai combustibili fossili, con il proposito non solo di adempiere agli obiettivi posti dall'UE stessa per contrastare il cambiamento climatico, ma anche di raggiungere una certa indipendenza energetica dagli stati extracomunitari, in particolare dalla Russia [6].

La Commissione europea ha, dunque, presentato nel maggio del 2022, il piano “REPowerEU” [4], focalizzato sui seguenti 3 punti:

- Aumentare la diffusione delle energie rinnovabili;
- Risparmiare energia;
- Diversificare l'approvvigionamento energetico.

Il successo di tale manovra è stato reso possibile grazie all'azione comune dei paesi dell'UE, che hanno collaborato per garantire l'approvvigionamento energetico a tutti i membri, soprattutto quelli maggiormente colpiti dai tagli delle forniture, con i seguenti risultati [6]:

- La quota del gas importato dalla Russia è scesa dal 45% di inizio 2022, al 18% ad Agosto 2024, diversificando così l'approvvigionamento energetico;
- La domanda di energia è calata, in particolare il consumo di gas complessivo è diminuito del 18% rispetto al 2022;
- Sono aumentati gli impianti di stoccaggio del gas garantendo abbondanti riserve invernali;
- La promozione delle energie rinnovabili come eolico e solare ha portato ad un aumento significativo della produzione sostenibile, permettendo così nel 2022 di raggiungere un importante traguardo, per la prima volta in assoluto è stata infatti generata più energia elettrica da fonti rinnovabili che da combustibili fossili.

1.1.5 La transizione energetica in Italia e il PNRR

In Italia il *REPowerEU* è stato recepito nel dicembre 2023, quando il Consiglio dell'UE ha deciso di riprogrammare il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza Italiano (PNRR) [7], esso rappresenta un programma con cui l'Italia intende utilizzare i fondi europei del *Next Generation EU* [8], un piano di ripresa studiato per risollevare l'economia dell'UE a seguito della pandemia di COVID-19. Dei 648 miliardi di euro stanziati dal *Next Generation EU*, l'Italia ha ricevuto lo stanziamento maggiore, 191.5 miliardi che sono saliti a 194.4 miliardi con la riprogrammazione del PNRR del 2023, a seguito della quale l'articolazione del piano è passata da 6 a 7 missioni principali, di cui ben due riguardanti la transizione energetica in atto [9]:

- **Missione 2: Rivoluzione verde e transizione ecologica**

Ha l'obiettivo di favorire la transizione verde del Paese puntando sull'energia prodotta da fonti rinnovabili, aumentando la resilienza ai cambiamenti climatici, sostenendo gli investimenti in ricerca e incentivando il trasporto pubblico sostenibile. Per tale linea d'intervento sono stati stanziati 1,25 miliardi, di cui 1 miliardo dedicato alla misura "Rinnovabili e batterie", con l'obiettivo di

sviluppare filiere industriali nel settore del fotovoltaico, eolico e delle batterie attraverso contratti di sviluppo;

- **Missione 7: REPowerEU**

Frutto della riprogrammazione del piano, questa sezione si concentra sulle misure per aumentare la resilienza del sistema energetico dell'UE e ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, in particolare quelli provenienti dalla Russia. Per tale progetto sono stati stanziati 6,3 miliardi di € del PNRR, di cui 320 milioni dedicati al sostegno per l'autoproduzione di energia da fonti rinnovabili nelle piccole e medie imprese (PMI).

Tali misure hanno permesso di finanziare i progetti legati alle figure dei consumatori attivi e delle comunità energetiche in Italia, con l'obiettivo, oltre ai ritorni ambientali e sociali per i membri e le aree coinvolte, di coinvolgere i cittadini nel processo di transizione attraverso un sistema di incentivi, incoraggiando in tal modo la loro partecipazione al processo di decarbonizzazione energetica in corso.

1.2 La normativa europea e le CER

1.2.1 Il CEP

Nel Maggio del 2019 la Commissione Europea ha approvato il *Clean Energy for all Europeans Package* (CEP) [10], un pacchetto di normative basato su una proposta della stessa commissione risalente al 2016, le quali sono state adottate per facilitare la transizione dai combustibili fossili ad un sistema energetico più pulito e sostenibile, in linea con gli obiettivi fissati nell'accordo di Parigi e con la strategia dell'UE per ridurre le emissioni di CO₂ entro il 2050. I suoi punti chiave riguardano la sicurezza energetica, il mercato interno dell'energia, l'efficienza energetica, la decarbonizzazione dell'economia e la promozione della ricerca, innovazione e competitività in campo tecnologico per mantenere l'UE all'avanguardia nel settore energetico globale. Al suo interno sono presenti una serie di documenti, in particolare le direttive RED II e IEM, le quali introducono le figure dei clienti attivi o autoconsumatori, ma soprattutto la possibilità di questi di associarsi in comunità che permettano di ottenere benefit sociali, ambientali ed economici per i loro membri e le aree interessate, incentivando così la

partecipazione attiva dei membri, e affidandogli al tempo stesso un ruolo cruciale nel raggiungimento degli obiettivi fissati dall'UE.

1.2.2 La direttiva RED II

La Direttiva (UE) 2018/2001 dell'11 dicembre 2018, nota come “*Renewable Energy Directive*” (RED II) [11], sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, dispone che gli stati membri provvedano a far sì che nel 2030, la quota di energia rinnovabile nel consumo lordo di energia dell'Unione sia almeno pari al 32%. Ciascuno di essi deve inoltre fissare i contributi nazionali nell'ambito del proprio piano nazionale, per conseguire collettivamente dello scopo prefissato. Le norme contenute nella direttiva stessa sono funzionali al raggiungimento di tali obiettivi, e forniscono agli stati membri i principi e i criteri per disciplinare i seguenti temi:

- Il sostegno finanziario all'energia elettrica da fonti rinnovabili;
- L'autoconsumo dell'energia prodotta da tali fonti;
- L'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento, del raffrescamento e dei trasporti;
- La cooperazione tra gli Stati membri e tra questi e i paesi terzi su progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- Le garanzie di origine dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, le procedure per favorire il loro sviluppo e il supporto all'informazione e formazione su tale tema.

Dunque la norma si occupa di promuovere l'utilizzo sul territorio dell'UE di impianti di produzione energetica che siano rinnovabili, incoraggiando il coinvolgimento del cittadino o del cliente finale, soprattutto se risulta un soggetto vulnerabile. A tal fine, grazie a questo documento vengono introdotte per la prima volta le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) all'interno della normativa europea [12], l'articolo 2 le definisce come un soggetto giuridico con le seguenti caratteristiche:

- Si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo e controllato da membri situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili;
- I membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI) o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;

- Ha come obiettivo quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi membri e alle aree in cui opera, piuttosto che profitti finanziari.

Esse rappresentano uno strumento fondamentale per favorire la partecipazione dei cittadini e delle comunità locali alla transizione energetica, i quali possono essere inquadrati nel ruolo di “autoconsumatore di energia rinnovabile”, ovvero un cliente finale che operando in propri siti, entro confini definiti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo o per l’immagazzinamento e la vendita, purchè tali attività non costituiscano per il cliente stesso l’attività commerciale principale. Tale definizione si estende quando vi sia un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e si trovano nello stesso edificio o condominio, essi prendono il nome di “autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”.

1.2.3 La Direttiva IEM

La direttiva (UE) 2019/944 del parlamento europeo e del consiglio del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica, nota come Direttiva “*Internal Market for Electricity*” (IEM), si occupa di stabilire le regole per la generazione, la trasmissione, la fornitura e lo stoccaggio dell’energia elettrica. Tratta inoltre degli aspetti legati alla tutela dei consumatori al fine di creare nell’UE mercati dell’energia elettrica integrati e competitivi, garantendo la flessibilità, l’equità e la trasparenza, contiene infatti le regole sulla vendita al dettaglio dell’elettricità [13]. Risultano poi di particolare interesse le definizioni di elementi riguardanti le CER descritte all’Articolo 2 [14], tra cui rientra il “Cliente attivo”, ovvero un cliente finale o gruppo di clienti finali consorziati che consuma, conserva o vende l’energia autoprodotta, o che partecipa a meccanismi di flessibilità o efficienza energetica, purchè tali attività non costituiscano la principale attività commerciale.

La più interessante novità è rappresentata dall’introduzione all’Articolo 16 delle Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC), soggetto giuridico che:

- E' fondato sulla partecipazione volontaria e aperta ed è effettivamente controllato da membri o soci che sono persone fisiche, autorità locali o piccole imprese;
- Ha come scopo principale quello di offrire ai suoi membri o soci benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità, anziché generare profitti finanziari;
- Può partecipare alla generazione, anche da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all'aggregazione, allo stoccaggio e ai servizi di efficienza energetica.

Viene infine introdotto il concetto di “aggregazione”, funzione svolta da una persona fisica o giuridica che combina più carichi di clienti o l'energia elettrica generata, per la vendita o l'acquisto della stessa.



2 La normativa italiana e le CER

Le direttive RED II e IEM contenute nel CEP sono state dunque recepite dai governi dei singoli paesi dell'Unione Europea, i quali si sono impegnati per studiare soluzioni normative mirate a livello del proprio territorio nazionale, che puntano a coinvolgere i singoli consumatori e le loro associazioni nel processo di transizione energetica. In Italia ciò è avvenuto attraverso una serie di decreti e progetti, finanziati in alcuni casi con i fondi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che hanno permesso di integrare le figure dei consumatori e delle comunità energetiche descritte nel quadro normativo. E' bene notare come la normativa preveda una partecipazione aperta e volontaria alle comunità, in cui i membri mantengono i propri diritti, possono cioè scegliere liberamente il proprio fornitore di energia e uscire dalla comunità quando lo desiderano.

2.1 Decreto Milleproroghe

Nel febbraio 2020, a seguito del recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 (RED II) è entrato in vigore il decreto-legge 162/19, noto come Decreto Milleproroghe (convertito poi nella Legge n.8 del 28 febbraio 2020), all'interno del quale è contenuto l'Art 42.bis sull'autoconsumo da fonti rinnovabili [15]. Con esso vengono per la prima volta introdotte nella normativa italiana le figure di "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente" e "comunità di energia rinnovabile" riprendendo le definizioni contenute nella RED II, rimarcando l'obiettivo di fornire benefici ambientali, economici e sociali alle aree e i membri interessati, piuttosto che a fini di lucro o profitto finanziario. Viene dunque consentito ai consumatori di associarsi in gruppi di autoconsumo collettivo, ovvero realizzare delle CER, ma con l'aggiunta di alcune condizioni non previste dalla direttiva RED II:

- Viene limitata la partecipazione ai soggetti produttori di energia destinata all'autoconsumo, dotati di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza complessiva non superiore a 200 kW;
- I partecipanti condividono l'energia attraverso la rete di distribuzione esistente, questo punto introduce indirettamente il concetto di "consumo virtuale"

dell'energia condivisa, dal momento che non si ha effettivamente un collegamento diretto (cablaggio fisico) tra i membri di una configurazione di autoconsumo;

- L'energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia prelevata nell'insieme dai clienti finali associati;
- L'energia è condivisa per l'autoconsumo istantaneo, che può avvenire anche attraverso sistemi di accumulo realizzati nelle aree interessate o presso gli edifici o condomini coinvolti;
- Nel caso delle CER i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti a fonti rinnovabili, devono trovarsi su reti elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione secondaria (media tensione/bassa tensione);
- Nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, essi devono trovarsi nello stesso edificio o condominio.

Nel documento viene inoltre specificato che i clienti associati in una delle configurazioni di autoconsumo, hanno il dovere di regolare i loro rapporti attraverso un contratto di diritto privato e individuare un soggetto delegato, responsabile della ripartizione dell'energia condivisa, a cui gli stessi possono demandare la gestione dei pagamenti e degli incassi verso i venditori e il Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Vengono inoltre affidati ad ARERA i seguenti compiti:

- Sviluppare un meccanismo tariffario di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in tali configurazioni, volto a premiare l'autoconsumo istantaneo e l'utilizzo di sistemi di accumulo attraverso una tariffa incentivante erogata dal GSE;
- Individuare anche in via forfetaria, il valore delle componenti tariffarie che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete di bassa tensione e per tale ragione equiparabile all'autoconsumo fisico in sito.

2.2 Delibera ARERA

La delibera 318/2020/R/eel del 4 agosto 2020, disposta dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) in attuazione di quanto disposto dall'articolo 42bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, riporta le disposizioni dell'Autorità in materia di regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo collettivo o di condivisione nell'ambito di comunità di energia rinnovabile [16]. In particolare all'allegato A viene definito un modello regolatorio “virtuale” che consente alle CER e i gruppi di autoconsumo collettivo di godere dei benefici e degli incentivi previsti per il consumo di energia elettrica autoprodotta, oltre che regolare l'esenzione dalle componenti tariffarie non direttamente applicabili all'energia condivisa all'interno delle configurazioni di autoconsumo, individuando in funzione del caso il valore effettivo della restituzione da parte del GSE. Tale restituzione si è in seguito materializzata in due diverse forme di incentivo sull'energia autoconsumata [17] :

- Una **tariffa incentivante** sull'energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili (FER) e autoconsumata virtualmente dai membri della CER. Si tratta di una tariffa che varia in funzione della taglia dell'impianto, compresa tra i 60 €/MWh e i 120 €/MWh, a cui si aggiunge per gli impianti fotovoltaici una maggiorazione fino a 10 €/MWh, in funzione della localizzazione geografica. Viene riconosciuta dal GSE, che si occupa del calcolo dell'energia autoconsumata virtualmente per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio di ciascun impianto FER.
- Un **corrispettivo di valorizzazione per l'energia autoconsumata**, definito da ARERA, pari a circa 8 €/MWh

2.3 Decreto MISE

Anche il Decreto Ministeriale del 16 settembre 2020 è stato pubblicato in attuazione dell'articolo 42-bis del decreto legge 162/2019, esso individua la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni per l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e nelle comunità energetiche rinnovabili [18]. All'articolo 3 [19] in particolare si afferma che, ciascuno degli impianti a fonti rinnovabili facenti parte di configurazioni di autoconsumo collettivo, ovvero CER, ha

diritto per un periodo di 20 anni ad una tariffa incentivante in forma premio per l'energia elettrica prodotta che risulti condivisa, ovvero:

- 100 euro/MWh per impianti di produzione facenti parte di una configurazione di autoconsumo collettivo;
- 110 euro/MWh per impianti facenti parte di una CER.

2.4 Decreto legislativo 199/2021

A seguito della pubblicazione da parte del GSE delle “Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa”, documento contenente le regole operative per la costituzione degli schemi di autoconsumo collettivo e delle CER, è cominciata una fase in cui si sono costituite le prime comunità energetiche e gruppi di autoconsumo collettivo, sulla base dei vincoli e limiti imposti dal Decreto Milleproroghe. L'osservazione di tale periodo di “sperimentazione” ha permesso di individuare gli aspetti critici da modificare in vista del recepimento della direttiva 2018/2001 (RED II) e ha portato alla pubblicazione del Decreto Legislativo 199/2021 dell'8 novembre 2021 [20], sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, il quale introduce due sostanziali novità riguardanti le CER:

- Viene estesa la soglia per poter beneficiare di un incentivo sull'energia elettrica condivisa, permettendo di sfruttare impianti di produzione con potenza fino a 1 MW rispetto al precedente limite di 200 kW;
- Viene esteso il vincolo perimetrale all'interno del quale i partecipanti possono rientrare all'interno della stessa CER, i punti di prelievo dei consumatori e i punti di immissione degli impianti di produzione di energia rinnovabile devono infatti essere sottesi alla stessa cabina di trasformazione primaria (alta tensione/media tensione), favorendo in tal modo la realizzazione di impianti di taglia maggiore, capaci di soddisfare le esigenze energetiche di una comunità estesa e non solo di poche unità familiari.

All'art. 14 del decreto vengono definiti i criteri specifici di coordinamento tra le misure introdotte dal PNRR e gli strumenti di incentivazione settoriali [21].

2.5 TIAD

Con la delibera ARERA 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022 è stato definito il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD), il quale disciplina la regolamentazione dell'autoconsumo diffuso in Italia, stabilendo le modalità di valorizzazione dell'energia elettrica condivisa tra più utenti, come in condomini e CER, e da autoconsumatori virtuali a distanza. Al suo interno vengono inoltre delineati i criteri per l'identificazione delle aree sottese alle cabine primarie, essenziali per definire i perimetri dell'autoconsumo, e si conferma un modello regolatorio virtuale gestito dal GSE, per la contabilizzazione e valorizzazione dell'energia. Per autoconsumo diffuso si intende la possibilità per i consumatori finali di associarsi, in modo da poter condividere l'energia elettrica all'interno della medesima configurazione, al fine trarre benefici economici, sociali e ambientali. Al ruolo di semplice consumatore dell'utente si affianca dunque il ruolo del produttore, grazie alla possibilità oggi concreta e accessibile di produrre energia elettrica, attraverso l'installazione di impianti fotovoltaici. In tal modo il titolare del punto di prelievo, ha la possibilità di consumare una quota dell'energia autoprodotta e destinare la restante parte ad una delle seguenti 3 opzioni:

- Immissione in rete;
- Scambio con consumatori appartenenti alla medesima comunità;
- Accumulo in appositi sistemi di stoccaggio.

In inglese tale figura viene definita *prosumer*, appellativo che nasce dall'unione dei termini *consumer* e *producer*, ovvero consumatore e produttore, indica quindi un utente che svolge contemporaneamente entrambi i ruoli. Il TIAD stabilisce le differenti tipologie di configurazioni ammesse allo sfruttamento dell'autoconsumo di seguito illustrate.

2.5.1 CER

Una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) è un'entità giuridica autonoma [17], che si configura sotto forma di associazione o cooperativa senza scopo di lucro, in cui membri si impegnano a scambiare e consumare l'energia prodotta dagli impianti rinnovabili dei *producer* o *prosumer*, appartenenti alla comunità stessa. L'adesione ad una CER non influenza la scelta del contratto di fornitura dell'energia elettrica, il cliente ha infatti il diritto di scegliere il proprio venditore indifferentemente dalla scelta degli altri

partecipanti, e può anche decidere di recedere la sua partecipazione alla comunità in qualsiasi momento. Per configurarsi, la CER deve essere composta da almeno due membri dotati di punti di connessione differenti, a cui siano collegati rispettivamente un utenza di consumo ed un impianto di produzione, non esiste invece un limite massimo al numero di partecipanti, che possono essere semplici consumatori, produttori, o entrambi. Vi sono varie categorie che possono accedere alla comunità, a patto che la partecipazione all'autoconsumo diffuso non costituisca la propria attività commerciale o industriale primaria, di seguito le principali:

- Cittadini privati;
- Piccole e medie imprese (PMI);
- Enti territoriali come comuni, province, regioni e città metropolitane;
- Autorità locali o associazioni con personalità giuridica di diritto privato;
- Enti di ricerca e formazione.

Non è ammessa invece la partecipazione alle seguenti categorie:

- Amministrazioni centrali, come ministeri o agenzie fiscali;
- Grandi imprese, ovvero imprese aventi più di 250 dipendenti o che abbiano un fatturato superiore a 50 milioni di euro ed un bilancio superiore ai 43 milioni di euro;
- Imprese private con codice ATECO prevalente 35.11.00 e 35.14.00.

I produttori che accedano alla CER al fine di beneficiare degli incentivi economici, non possono usufruire di alcun altro tipo di incentivo sulla produzione degli impianti, i quali possono avere potenza complessiva massima pari a 1 MW e devono avvalersi unicamente di fonti di energia rinnovabile. Queste devono risultare sostenibili perché inesauribili, come solare, eolico e idroelettrico, o perché capaci di rigenerarsi con la stessa velocità con la quale vengono consumate, come biomasse o biogas. Sono inoltre ammessi i sistemi di accumulo, dal momento che questi rappresentano un mezzo utile a massimizzare il consumo dell'energia pulita. Per accedere agli incentivi è infine necessario che l'impianto in questione sia entrato in servizio dopo il 16 dicembre 2021, data di entrata in vigore del D.lgs 199/2021.

Un ruolo chiave all'interno della comunità è il referente, ovvero il rappresentante legale della Comunità Energetica, la cui carica può essere assunta da:

- Il proprietario di un impianto di produzione appartenente alla CER;
- Un cliente finale, membro della CER;
- Un produttore esterno alla CER, proprietario di un impianto la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352.

Il referente a cui si affida la gestione e l'amministrazione della CER, ha il compito di ricevere le fatture attive dal GSE, di inviare le richieste al servizio di incentivazione e in particolare si occupa della ripartizione del riconoscimento per l'energia condivisa tra i partecipanti.

2.5.2 Gruppi di autoconsumo collettivo

Il gruppo di autoconsumo collettivo (AUC), o gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile, è un insieme di almeno due soggetti distinti, aventi il ruolo di consumatori e/o produttori, intestatari di almeno due punti di connessione distinti, rispettivamente collegati ad un utenza di consumo e ad un impianto di produzione. Tale configurazione permette di consumare l'energia elettrica prodotta e resa disponibile dagli impianti del gruppo stesso, prima di attingere alla rete elettrica nazionale, consentendo di risparmiare sull'acquisto dell'energia dai venditori. Dal momento che i punti di connessione dei clienti finali devono trovarsi in un'area afferente allo stesso edificio o condominio, la dimensione del gruppo di autoconsumo risulta generalmente ridotta rispetto a quella di una CER, tale vincolo restringe infatti il perimetro di aggregazione il perimetro di aggregazione. Per quanto riguarda invece l'impianto di produzione e l'eventuale sistema di accumulo, questi possono trovarsi anche in siti differenti dall'edificio in questione, ma sempre all'interno dell'area sottesa dalla cabina primaria a cui appartiene il gruppo stesso. Inoltre l'impianto può appartenere sia ad un membro del gruppo, sia ad un soggetto esterno alla AUC, che deve comunque rispettare il regolamento del gruppo.

Per quanto riguarda la struttura ospitante la configurazione di autoconsumo collettivo, è importante definire gli esempi citati in precedenza [22]:

- **Edificio:** struttura indipendente, costituita da una o più unità immobiliari appartenenti allo stesso soggetto, di natura residenziale, commerciale o industriale. In tale contesto l'obiettivo della AUC è ridurre al minimo il prelievo di energia dalla rete elettrica nazionale, grazie all'energia prodotta dagli impianti FER presenti.
- **Condominio:** struttura composta da più unità abitative o commerciali con proprietari differenti. In tale situazione risulta importante la condivisione dell'energia prodotta in loco tra tutte le unità presenti, ottimizzandone l'utilizzo e promuovendo una gestione energetica più sostenibile dello stabile.

Il ruolo del Referente, le cui responsabilità sono paragonabili a quelle della stessa figura nelle CER, può essere ricoperto da:

- uno dei membri del gruppo AUC, scelto dal gruppo stesso, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza da parte di tutti i membri;
- l'amministratore di condominio, eletto attraverso assemblea, in caso di configurazione riguardante un condominio;
- il rappresentante legale del condominio, nel caso in cui non sia presente un amministratore, eletto anch'esso mediante assemblea condominiale;
- il rappresentante legale dell'edificio, nel caso la configurazione riguardi un edificio;
- un produttore "terzo" di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza da parte di tutti i membri.

2.5.3 Autoconsumatori individuali a distanza

La configurazione dell'autoconsumatore individuale a distanza [23], prevede un solo cliente finale che, condivide l'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili ubicati in aree nella sua piena disponibilità, per poi autoconsumarla virtualmente nei punti di prelievo dei quali è titolare. In tale caso devono essere presenti almeno due punti di connessione, uno collegato ad un utenza di consumo e un altro collegato ad un impianto di produzione. La normativa individua in questo caso due categorie [24], l'autoconsumatore di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione e

l'autoconsumatore che invece risulta collegato da una linea fisica diretta ai propri impianti di produzione, i quali possono appartenere a soggetti terzi ed essere gestiti da produttori esterni alla configurazione di autoconsumo, ma devono comunque rispettare le istruzioni dell'autoconsumatore individuale. Anche i sistemi di accumulo possono essere inseriti nella configurazione, ma devono rispettare lo stesso vincolo imposto per gli impianti di produzione e per i punti di prelievo del cliente finale, devono ovvero trovarsi nell'area sottesa dalla medesima cabina primaria. Per quanto riguarda il ruolo del referente, questo può essere svolto da una delle seguenti figure:

- Il medesimo autoconsumatore;
- Un produttore di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza.

E' bene notare come questa configurazione non possa usufruire dei contributi PNRR, previsti invece per le CER e i gruppi di autoconsumatori, hanno tuttavia accesso, previa richiesta al GSE, ai contributi economici previsti per l'autoconsumo diffuso di seguito descritti:

- Corrispettivo di valorizzazione, definito da ARERA a rimborso di alcune componenti tariffarie, riconosciuto sull'energia elettrica autoconsumata;
- Tariffa premio riconosciuta sull'energia condivisa incentivabile.

I produttori degli impianti possono inoltre valorizzare l'energia immessa in rete, vendendola a mercato o richiedendone il ritiro al GSE tramite il servizio del Ritiro Dedicato (RID).

2.5.4 Gruppi di clienti attivi

Il gruppo di clienti attivi deve prevedere la presenza di almeno due soggetti distinti, aventi il ruolo di clienti finali e/o produttori, e di almeno due punti di connessione distinti, collegati rispettivamente a un utenza di consumo e un impianto di produzione. Previa richiesta al referente, possono accedere alla configurazione i soggetti aventi le seguenti caratteristiche [25]:



- Devono essere titolari di punti di connessione ubicati nel medesimo edificio o condominio;
- Se si tratta di imprese private, la partecipazione alla configurazione non deve costituire la principale attività commerciale o industriale;
- Devono sottoscrivere un contratto di diritto privato avente i requisiti descritti nelle regole operative;

Per quanto riguarda l'ultimo punto, vengono elencati di seguito i requisiti previsti:

- I soggetti appartenenti al gruppo mantengono i loro diritti per quanto riguarda la scelta del contratto e del venditore;
- I soggetti devono individuare un delegato, responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa, a cui possano demandare la gestione delle partite di pagamento e incasso verso le società di vendita e il GSE;
- I soggetti possono recedere in qualsiasi momento dal contratto e uscire dalla configurazione.

E' bene specificare che in questo caso gli impianti di produzione la cui energia viene rilevata ai fini della condivisione, devono trovarsi nell'area afferente al medesimo edificio condominio a cui la configurazione si riferisce, nella piena disponibilità di uno o più clienti attivi. Per quanto riguarda il ruolo del referente, questo può essere assunto da una delle seguenti figure:

- Un cliente attivo appartenente al gruppo, a cui viene conferito apposito mandato senza rappresentanza da parte di tutti membri;
- L'amministratore del condominio, se presente;
- Il rappresentante legale del condominio o dell'edificio in assenza dell'amministratore;
- Un produttore "terzo" di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza da parte di tutti i membri.

2.5.5 Le CEC

Le Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC) [25], prevedono la presenza di almeno due membri in qualità di clienti finali e/o produttori, e di almeno due punti di connessione distinti a cui siano collegati rispettivamente un utenza di consumo ed un impianto di produzione. I punti di connessione dei soggetti e gli impianti di produzione appartenenti alla comunità, devono trovarsi nell'area sottesa dalla medesima cabina primaria a cui fanno riferimento. Affinchè la CEC si costituisca regolarmente, deve essere previsto uno statuto che posseda i seguenti elementi essenziali:

- L'obiettivo della CEC è fornire benefici ambientali, economici e sociali ai membri stessi della comunità, e non può essere la ricerca di profitti finanziari;
- Possono accedere alla CEC persone fisiche, piccole imprese, autorità locali come i comuni, enti di ricerca e formazione o del terzo settore;
- I clienti finali mantengono il loro diritto di scegliere il contratto ed il venditore a loro più congeniali, e possono inoltre uscire dalla configurazione in qualsiasi momento;
- Il soggetto responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa è la comunità stessa.

Per quanto riguarda gli impianti di produzione appartenenti alla configurazione, questi devono essere di proprietà della comunità che deve averne la piena disponibilità e controllo. Il ruolo del referente può essere svolto da una delle seguenti figure:

- Il rappresentante legale della CEC;
- Un produttore, membro della CEC;
- Un cliente finale, membro della CEC;
- Un produttore "terzo" di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352.

2.5.6 Cliente attivo a distanza

Anche questa configurazione prevede la presenza di almeno due punti di connessione collegati alla rete di distribuzione, uno che alimenti un utenza di consumo ed uno che sia collegato ad un impianto di produzione, i quali devono trovarsi in zone sottese dalla medesima cabina primaria [25]. In questo caso è ammessa la presenza di un solo cliente

finale, il quale deve avere la piena disponibilità degli edifici o delle aree in cui si trovano gli impianti di produzione appartenenti alla configurazione, i quali possono appartenere ad un soggetto terzo, purchè rispetti le istruzioni del cliente attivo. Il ruolo del referente può essere svolto da due figure:

- Il cliente attivo stesso;
- Un produttore di un impianto/UP la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione, che risulti essere una ESCO certificata UNI 11352, a cui dovrà essere conferito apposito mandato senza rappresentanza.

2.6 Decreto CACER

Il Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 7 dicembre 2023, n.414, noto come Decreto CACER [24], definisce le nuove modalità di concessione degli incentivi, volti a promuovere la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di comunità energetiche, gruppi di autoconsumatori e autoconsumatori a distanza. Il documento definisce due misure di valorizzazione, la prima consiste in una tariffa incentivante sulla quota di energia condivisa incentivabile per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia, richiedibile fino al 31 dicembre 2027 o fino al raggiungimento di un contingente di potenza incentivata pari a 5 GW. Accedono a tale incentivo le seguenti configurazioni di autoconsumo diffuso:

- Autoconsumatore a distanza;
- Gruppo di autoconsumatori;
- CER.

La seconda misura prevede un contributo in fondo capitale a fondo perduto, finanziato con i fondi del PNRR, il quale può coprire fino al 40% dei costi di investimento per impianti di produzione da fonti rinnovabili che siano ubicati in comuni con meno di 5.000 abitanti [26]. Possono accedervi le seguenti configurazioni di autoconsumo:

- CER;
- Gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscano collettivamente.

La cifra stanziata per tale contributo è pari a 2,2 miliardi di euro ed ha l'obiettivo di portare all'installazione di impianti di produzione per una potenza complessiva di almeno 2 GW. Si può usufruirne previa richiesta da presentare entro il 30 novembre 2025, a patto che gli impianti ammessi al finanziamento entrino in esercizio entro il 30 giugno 2026. Ricordiamo inoltre che nel decreto CACER vengono descritti i criteri per individuare gli impianti di produzione che possono usufruire del servizio in questione, di cui citiamo i più importanti:

- Avere potenza massima di 1 MW;
- Essere sottesi alla stessa cabina primaria a cui fa riferimento la configurazione di appartenenza;
- Non devono danneggiare il territorio su cui sono costruiti.

Riguardo il primo punto, qualora la potenza complessiva dell'impianto superi 1 MW, viene riconosciuto unicamente il contributo di valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata.

2.6.1 Contributi economici

Illustriamo dunque i contributi economici spettanti alle configurazioni ammesse al servizio per l'autoconsumo diffuso, i quali si dividono in 3 categorie:

- Valorizzazione dell'energia elettrica autoconsumata, mediante la restituzione delle componenti tariffarie previste dalla Delibera 727/2022/R/eel dell'ARERA;
- Incentivazione o tariffa premio per l'energia elettrica condivisa ai sensi del Decreto CER;
- Corrispettivo per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete (RID) da parte del GSE, dove richiesto.

In relazione al primo punto e al secondo punto, illustriamo le seguenti definizioni:

- **Energia elettrica autoconsumata:** energia elettrica condivisa afferente ai punti di connessione ubicati nell'area sottesa alla medesima cabina primaria, corrisponde al valore minimo, su base oraria, tra l'energia immessa in rete dagli impianti di produzione e l'energia prelevata dai consumatori della configurazione;

- **Energia elettrica condivisa o incentivata:** energia autoconsumata riferita agli impianti che rispettano i requisiti di ammissione agli incentivi.

Tali contributi sono garantiti per una durata di 20 anni e per usufruirne è necessario presentare una richiesta al GSE. Di seguito una tabella che illustra i valori assunti dal contributo di valorizzazione descritto al primo punto.

	CER	AUC	Autoconsumatore a distanza
Trasmissione	10,57 €/MWh	10,57 €/MWh	10,57 €/MWh
Distribuzione		0,65 €/MWh	
Perdite di rete		1,2% in MT e 2,6% in BT, del prezzo zonale di mercato	

Tabella 1 Corrispettivo di valorizzazione

Per quanto concerne la tariffa incentivante premio (TIP_h), questa si compone di una parte fissa (TIP_{base}), stabilita in funzione della taglia dell'impianto, e una parte variabile in funzione del prezzo zonale di mercato dell'energia (P_z), entrambe espresse in €/MWh. La tariffa effettiva aumenta al diminuire della potenza dell'impianto e al diminuire del prezzo dell'energia, nel particolare può essere calcolata per ogni ora (h) con la seguente equazione [27]:

(1)

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

L'equazione tiene conto di un eventuale contributo in conto capitale a fondo perduto ricevuto, contiene infatti un fattore F ad esso proporzionale, variabile tra lo 0 e il 50% (applicato nel caso di riconoscimento del tetto massimo del 40%). La tariffa premio è quindi cumulabile con il contributo in conto capitale, ma risulterà in tal caso ridotta in maniera proporzionale al contributo stesso. Il CAP è la tariffa massima ammessa per l'impianto in questione, mentre l'ultimo termine (FC_{zonale}) è un fattore di correzione

geografico da applicare alla tariffa, pari a +4 €/MWh per il Centro Italia, e a +10 €/MWh per il Nord Italia.

Dal momento che la tariffa effettiva è espressa in €/MWh, per conoscere il riconoscimento economico finale sarà sufficiente moltiplicare il TIP_h per il valore complessivo dell'energia condivisa ($E_{c,h}$), sulla quale può essere applicato l'incentivo. Quest'ultima si ricava per ogni ora attraverso una determinata formulazione matematica (2) e corrisponde al minimo tra i seguenti due valori [28]:

- Energia prodotta immessa in rete ($E_{i,h}$), prodotta dall'impianto a fonti rinnovabili appartenente alla configurazione di autoconsumo;
- Energia complessivamente prelevata dalla rete ($E_{p,h}$).

(2)

$$E_{c,h} = \min(E_{i,h}; E_{p,h}), \forall h \text{ (per ogni ora)}$$

In Tabella 2 Tariffa incentivante premio abbiamo un riepilogo dei valori assunti dalla tariffa premio in funzione dei parametri citati [29].

Potenza nominale [kW]	Parte fissa (+ comp. geografica per FTV)	Parte variabile	Tariffa massima (no FTV)	Tariffa massima totale impianti FTV		
				Sud	Centro	Nord
$P \leq 200$	80 €/MWh	0 ÷ 40 €/MWh	120 €	120 €	124 €	130 €
$200 < P \leq 600$	70 €/MWh	0 ÷ 40 €/MWh	110 €	110 €	114 €	120 €
$P > 600$	60 €/MWh	0 ÷ 40 €/MWh	100 €	100 €	104 €	110 €

Tabella 2 Tariffa incentivante premio

Per quanto riguarda la realizzazione di impianti da FER con i fondi del PNRR nei comuni con meno di 5.000 abitanti, la determinazione del contributo in conto capitale viene effettuata considerando il minimo tra la spesa effettivamente sostenuta e il massimale previsto in funzione della taglia dell'impianto. Il soggetto beneficiario coincide con quello che si occupa di sostenere l'investimento per la realizzazione dell'impianto o del suo potenziamento. In Tabella 3 vengono descritti i contributi in conto capitale previsti in funzione della taglia dell'impianto [17].

Potenza impianto	Massimale ammissibile
$P \leq 20 \text{ kW}$	1.500 €/kW
$20 \text{ kW} \leq P \leq 200 \text{ kW}$	1.200 €/kW
$200 \text{ kW} \leq P \leq 600 \text{ kW}$	1.100 €/kW
$600 \text{ kW} \leq P \leq 1.000 \text{ kW}$	1.050 €/kW

Tabella 3 Contributi in conto capitale per gli impianti di produzione FER

E' bene infine specificare che la tariffa incentivante non è cumulabile nè con altre forme di incentivo in conto esercizio, né con il Superbonus, inoltre i contributi spettanti all'energia elettrica condivisa nell'ambito delle configurazioni ammesse, sono alternativi al meccanismo di Scambio sul Posto.

3 Il caso studio

Dopo aver illustrato a fondo la normativa riguardante le CER e le configurazioni di autoconsumo diffuso, in questo capitolo verrà descritto un caso di condivisione dell'energia applicato ad un complesso condominiale, illustrandone le principali caratteristiche e le motivazioni che hanno portato allo sviluppo di un sistema di accumulo distribuito.

3.1 La comunità di autoconsumo di Is Corrias

Il caso che è stato preso in esame è il complesso condominiale “Is Corrias” di proprietà della società “CH2 srl” situato nel comune di Selargius, in provincia di Cagliari, il quale è stato costruito con l'idea di soddisfare i criteri per essere definito un “condominio digitale”. Il complesso risulta composto da due edifici adiacenti, entrambi sviluppati su 5 piani ai quali si aggiunge un ulteriore piano interrato, denominati edificio M ed edificio N, che ospitano rispettivamente 14 e 8 unità immobiliari a destinazione esclusivamente residenziale per un totale di 22 appartamenti.

Per semplicità di trattazione è stato preso come oggetto di studio unicamente l'edificio N, le cui unità abitative risultano suddivise sulla base della superficie e della potenza contrattuale impegnata, come mostrato in Tabella 4.

Appartamento	Superficie [m ²]	Potenza contrattuale [kW]
N-1	75	3
N-2	75	3
N-3	75	3
N-4	75	3
N-5	75	3
N-6	75	3
N-7	75	3
N-8	150	4,5

Tabella 4 Superficie e potenza contrattuale degli appartamenti

3.2 L'impianto fotovoltaico

Sul tetto dell'edificio N risulta installato un impianto fotovoltaico fisso, composto da 42 moduli da 430 W ciascuno, per un totale di circa 18 kWp, sviluppato in modo da sfruttare al massimo la superficie disponibile, così da aumentare la quota di energia prodotta per cui è riconosciuto un contributo in termini di ritiro dedicato e tariffa incentivante. Si è infatti assunto che l'impianto fotovoltaico alimenti fisicamente esclusivamente i carichi relativi all'impianto condominiale, al netto dei quali si ricava l'energia prodotta e immessa in rete sulla quale è riconosciuto un corrispettivo di vendita attraverso il servizio di ritiro dedicato (RID) fornito dal GSE, il quale offre una alternativa allo scambio sul posto. Dal momento che i consumi fisici dell'impianto condominiale sono di bassa entità è stato deciso di trascurarli nell'analisi dei consumi, sulla base di questa ipotesi si è dunque deciso di considerare l'energia immessa in rete pari all'intera energia prodotta dell'impianto. Infine per poter considerare l'incentivo massimo ai fini della condivisione, si è deciso di ipotizzare che l'impianto sia stato costruito senza usufruire di contributi in conto capitale a fondo perduto, che avrebbero altrimenti influenzato il corrispettivo riconosciuto.

3.2.1 Il profilo di produzione

Per l'analisi sulla produzione di energia dell'impianto fotovoltaico è stato utilizzato il software PVGIS, sviluppato dall'*European Commission Joint Research Centre* di Ispra e reso disponibile sul sito ufficiale della Commissione Europea [30]. Tramite il software è stato possibile ricavare i dati orari di produzione di potenza relativi all'intero 2023 di un ipotetico impianto avente le medesime caratteristiche di quello preso in esame, di seguito elencate:

- Elevazione di 11 m sul livello del mare;
- Coordinate latitudinali e longitudinali, rispettivamente 39.257 e 9.168, corrispondenti alla posizione geografica del condominio nel comune di Selargius;
- Angolo di inclinazione dei pannelli rispetto al piano orizzontale del terreno di 35°;
- Angolo azimutale dei pannelli di 30°;
- Potenza nominale complessiva pari a 18 kWp;

- Perdite di sistema pari al 14%, che si traducono in un rendimento di conversione dell'86% dell'energia prodotta.

Dal momento che i dati più recenti resi disponibili dal software si fermano al 31 dicembre 2023, si è deciso di ipotizzare un profilo di produzione analogo per l'anno successivo, permettendoci di utilizzare dunque i dati del 2023 per simulare il profilo di produzione del 2024. I dati orari di potenza in kW dell'intero anno sono stati raggruppati per ogni giornata a partire dalle 00:00 fino alle 23:00, ottenendo così 365 profili orari di produzione giornaliera, come mostrato nell'esempio di Figura 2, i quali sono stati poi suddivisi in modo da ottenere i profili di produzione di ogni mese dell'anno.

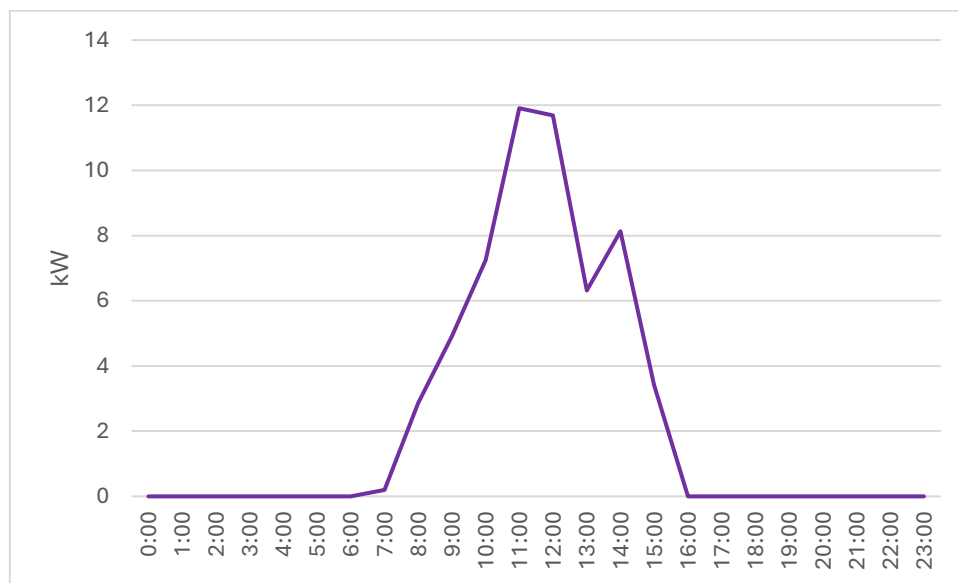


Figura 2 Profilo orario di potenza prodotta dell'11 gennaio 2024

Prendendo in considerazione il mese di gennaio, dato il valore di potenza dell' i -esimo giorno alla x -esima ora del j -esimo mese (3), è stato ricavato il valore medio di potenza prodotta per ogni x -esima ora della giornata (4), ottenendo dunque il profilo orario medio di potenza media prodotta nella generica giornata del mese in questione (Figura 3).

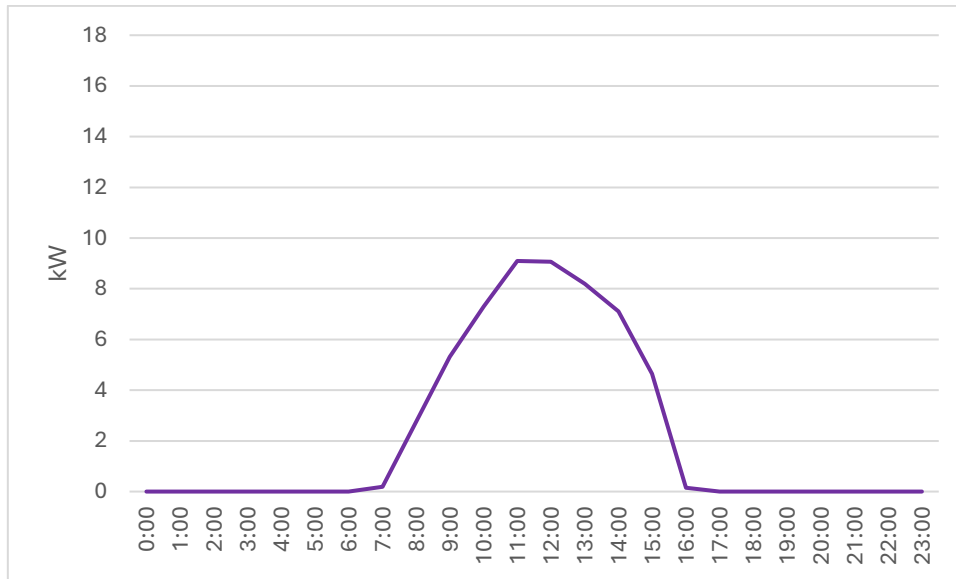


Figura 3 Profilo orario medio di potenza prodotta nella generica giornata di gennaio 2024

Ognuno di questi valori è stato dunque trasformato dimensionalmente in un valore di energia (5), sommando i valori medi orari di energia si è quindi ricavato il valore medio complessivo di energia prodotta nella giornata di gennaio (6)(6), moltiplicando infine quest'ultimo valore per il numero di giorni del mese si è ottenuto il valore di energia complessivo prodotto nel mese stesso (7). Di seguito sono descritte le variabili e le formule utilizzate [31]:

Variabili

- Mese (j);
- Numero dei giorni del mese (n);
- Ora (x);
- Intervallo temporale ($t = 1h$);

Formule

(3)

$$P_{i,x,j}$$

(4)

$$P_{m,x,j} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{i,x,j}$$

(5)

$$Em, x, j = Pm, x, j * t$$

(6)

$$Em, g, x, j = \sum_{x=0}^{23} Em, x, j$$

(7)

$$Em, j = n * Em, g, x$$

Lo stesso procedimento è stato ripetuto su tutti i profili di produzione mensile dell'anno, ottenendo così per ognuno dei 12 mesi il profilo orario medio di potenza prodotta giornaliera, il valore medio complessivo di energia prodotta nella giornata (Figura 4) ed il valore di energia complessivo prodotto nel mese.

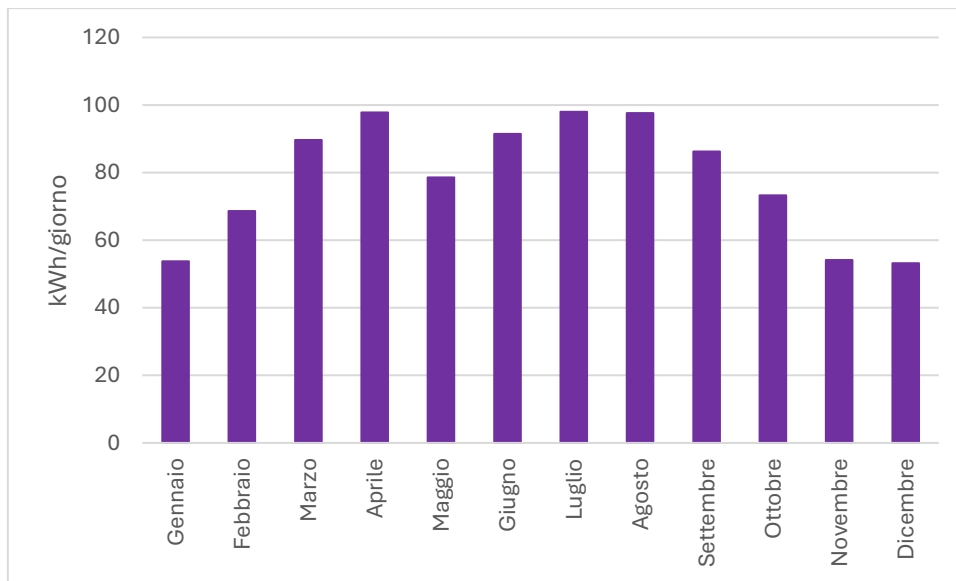


Figura 4 Energia media prodotta giornalmente per ogni mese del 2024

Sommando i valori di energia prodotti mensilmente mostrati in Figura 5, si è ottenuta l'energia prodotta nell'intero 2024, che ha permesso di ricavare la producibilità specifica annuale dell'impianto in questione attraverso la seguente formula, pari nel nostro caso a 1596 kWh/kWp.

(8)

$$\text{Producibilità specifica annuale} = \frac{\text{Energia prodotta annuale}}{\text{Potenza nominale dell'impianto}}$$

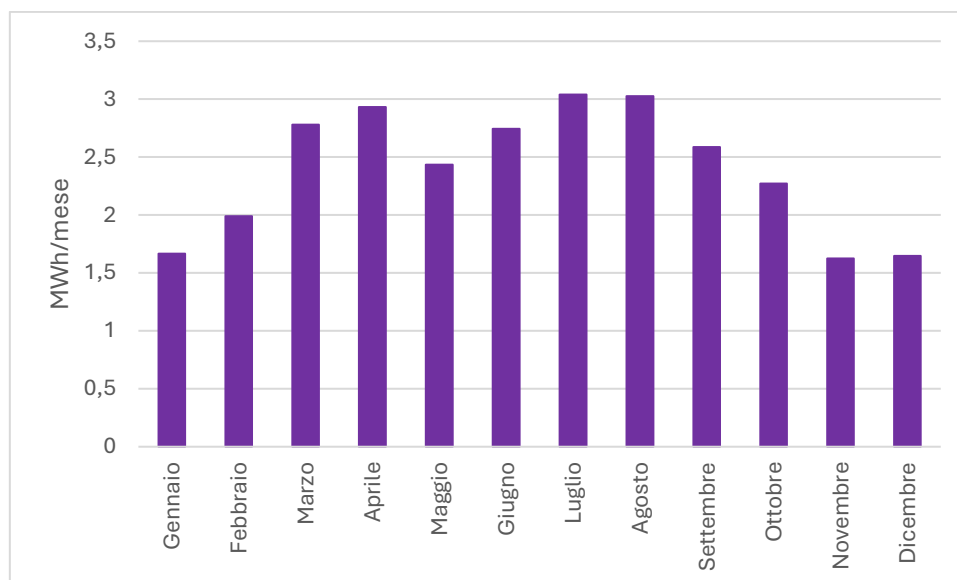


Figura 5 Energia prodotta mensilmente nel 2024

Tutti i profili orari ed i corrispondenti valori giornalieri e mensili di energia, sono stati quindi opportunamente ordinati e tabellati per poter effettuare una analisi sui ricavi dalla vendita dell'energia. Avendo tuttavia come obiettivo principale quello di stabilire il valore di energia virtualmente condivisa, è stato necessario interpolare i profili orari di 24 valori di potenza, al fine di ottenere dei profili compatibili con quelli di consumo ipotizzati per ciascuno degli appartamenti, caratterizzati da una risoluzione al quarto d'ora corrispondente a 96 valori di potenza media rilevati durante la giornata. In tal modo è stato possibile confrontare i consumi dell'edificio e la potenza prodotta dall'impianto e calcolare così l'incentivo riconosciuto alla comunità di autoconsumo.

Come specificato nel manuale disponibile sul sito, è bene notare come il software PVGIS basi il suo funzionamento sulla rilevazione di più immagini satellitari durante la singola ora, ad ognuna delle quali è associato un determinato valore di irradiazione solare istantanea. Per ogni ora viene scelto un valore di irradiazione solare istantanea, che viene assunto come valore medio dell'intera ora, sulla base del quale viene poi calcolata la potenza prodotta nella medesima ora, che risulta quindi un valore medio orario. Considerato dunque il profilo di potenza dell'i-esima giornata di Gennaio, è stato ripetuto il seguente procedimento su tutte le ore della giornata. Preso il valore orario di potenza media relativo ad una x-esima ora, questo è stato ridistribuito sui quattro intervalli di 15 minuti contenuti nell'ora stessa, ottenendo dunque 1 valore di potenza media per ogni quarto d'ora, ovvero 4 per ora, che hanno permesso di aumentare la risoluzione del profilo

medio giornaliero da 24 a 96 valori, rendendolo così compatibile per un confronto diretto con i profili di consumo. Per evitare che i dati venissero alterati sono stati posti i seguenti vincoli, in modo da poter ricostruire perfettamente il profilo originale di potenza a partire dal profilo interpolato e garantendo così l'affidabilità di quest'ultimo:

- I 4 quarti d'ora devono avere ognuno un valore di potenza associato, tale che l'andamento complessivo risulti coerente con quello descritto dal valore di potenza dell'ora precedente e dell'ora alla quale risultano associati, se quindi questo risulta crescente anche l'andamento dei 4 valori deve risultare crescente (9), e viceversa se l'andamento è decrescente, anche l'andamento dei 4 valori deve risultare decrescente (10).

(9)

$$\text{Se } P_{x+1} > P_x \text{ allora } P_{x:15} < P_{x:30} < P_{x:45} < P_{x+1}$$

(10)

$$\text{Se } P_{x+1} < P_x \text{ allora } P_{x:15} > P_{x:30} > P_{x:45} > P_{x+1}$$

- La somma dei valori di potenza associati ai 4 quarti d'ora, divisa per 4, deve risultare uguale al valore di potenza media associato alla medesima ora (11).

(11)

$$\frac{(P_{x:15} + P_{x:30} + P_{x:45} + P_{x+1})}{4} = P_{x+1}$$

Per chiarire il criterio utilizzato descriviamo un esempio della sua applicazione, dati i valori di potenza media oraria alle 9:00 e alle 10:00 dell'11 gennaio, rispettivamente 4,9 kWh e 7,248 kWh, notiamo come il valore delle 10:00 risulti maggiore di quello delle 9:00, permettendoci di ipotizzare un andamento crescente all'interno di tale intervallo. I 4 valori ottenuti tramite interpolazione per le 9:15, le 9:30, le 9:45 e le 10:00, rispettivamente 6.129 kWh, 6.665 kWh, 7.567 kWh e 8.63 kWh, risultano coerenti con l'andamento crescente ipotizzato rispettando dunque il primo vincolo imposto. La somma di tali valori divisa per quattro, risulta uguale al valore medio orario associato alle 10:00, è dunque rispettato anche il secondo vincolo imposto.

La stessa interpolazione è stata applicata su tutto il mese di gennaio, permettendoci di ottenere il profilo di potenza prodotta con risoluzione al quarto d'ora di ognuna delle singole giornate. Preso il valore di potenza di ogni giornata al k-esimo quarto d'ora, è stata effettuata la somma di tutti i valori, che divisa per il numero di giorni ha permesso di ottenere il valore medio di potenza per la generica giornata di gennaio nel medesimo quarto d'ora. Ripetendo l'operazione per ognuno dei 96 quarti d'ora di cui è composta la giornata si è così ottenuto il profilo di 96 valori di potenza media con risoluzione al quarto d'ora, per la generica giornata produttiva di gennaio, come mostrato in Figura 6.

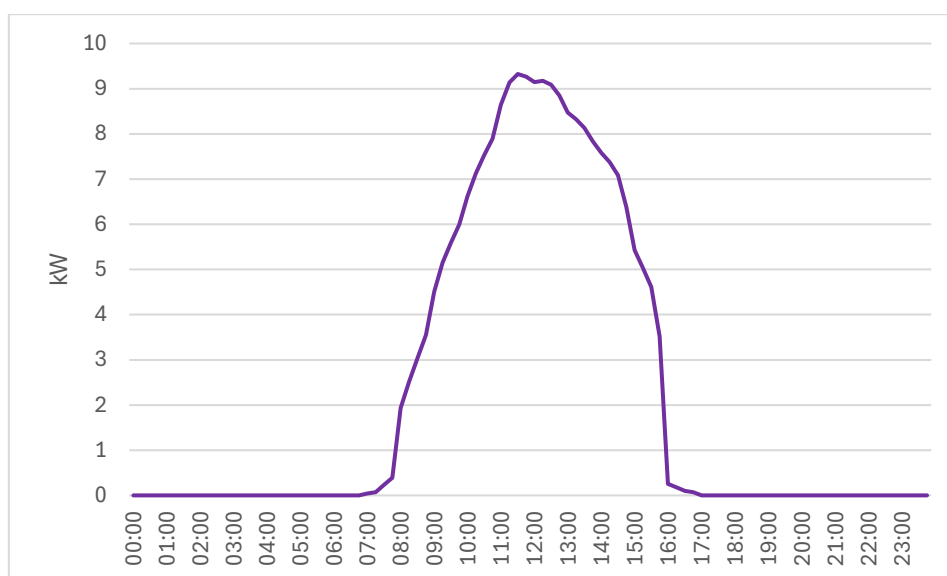


Figura 6 Profilo medio di produzione di gennaio 2024 con risoluzione al quarto d'ora

L'intero procedimento è stato ripetuto per ogni mese dell'anno, permettendoci dunque di ottenere il profilo giornaliero medio della potenza prodotta di 96 valori per ognuno dei 12 mesi, come mostrato in Figura 7, i quali in seguito sono stati utilizzati per il confronto con i rispettivi profili mensili di consumo medio.

E' interessante notare come ad Aprile, i picchi di potenza prodotti nelle ore centrali della giornata siano mediamente più alti dei picchi raggiunti nelle stesse ore durante i mesi estivi, che tuttavia compensano con una maggiore produzione la mattina presto ed il tardo pomeriggio, grazie al maggior numero di ore di esposizione alla luce. Ciò è confermato infatti dal valore medio di energia prodotta giornaliera, simile per i mesi di Aprile e

Luglio, i quali risultano essere i mesi di maggior produzione, rispettivamente con 97,76 kWh e 98,0 kWh prodotti giornalmente.

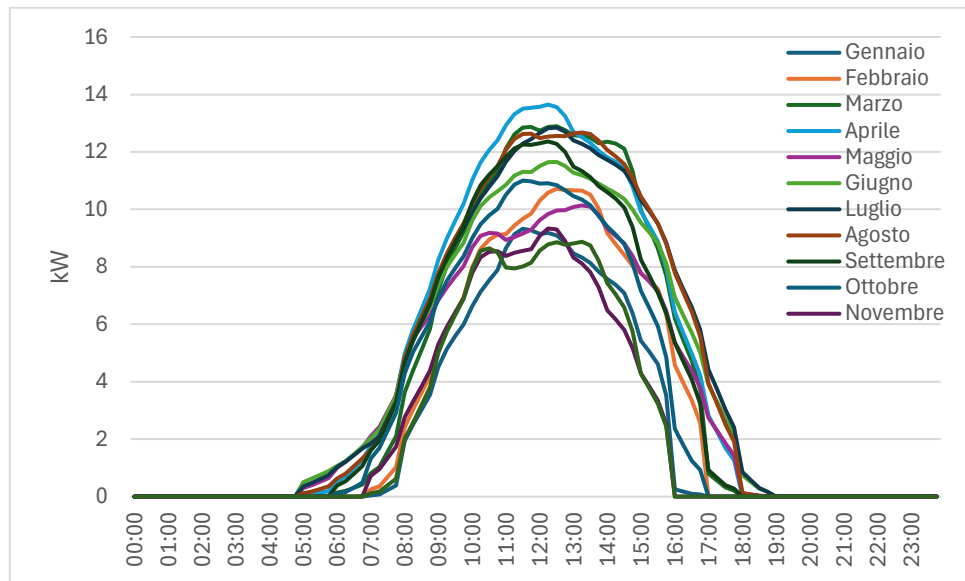


Figura 7 Confronto tra i profili medi giornalieri di ciascun mese del 2024 con risoluzione al quarto d'ora

3.2.2 Profilo del prezzo zonale

Come detto in precedenza, il complesso ed in particolare il proprietario dell'impianto fotovoltaico usufruisce del RID [32], un servizio che prevede la sottoscrizione di un contratto di durata annuale, nel quale è stabilito un determinato prezzo di vendita dell'energia al kWh. Questo si traduce in un corrispettivo che il GSE versa al proprietario per ogni kWh di elettricità autoprodotta che non venga autoconsumata a livello fisico, motivo per il quale si tratta di una modalità di vendita semplificata per cui non è necessario avere una attività commerciale, a meno che non si abbia un impianto di potenza superiore ai 20 kW [33]. Tale limite è ampiamente sopra la taglia dell'impianto in questione. Il prezzo di vendita può essere deciso dal proprietario al momento della stipula della convenzione, scegliendo tra le seguenti opzioni:

- **Prezzo Zonale Orario (PO):** l'energia elettrica viene venduta al prezzo zonale orario, ovvero il prezzo stabilito sul mercato elettrico in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona in cui si trova l'impianto, il corrispettivo di vendita viene pagato dal GSE sulla base delle misure comunicategli dal gestore di rete

- **Prezzo Minimo Garantito (PMG):** prevede un prezzo di vendita minimo di base, aggiornato di anno in anno da ARERA, al quale si aggiunge conguaglio alla fine dell'anno nel caso in cui il prezzo zonale orario abbia superato il prezzo minimo garantito, così da remunerare i produttori di energia con il prezzo più vantaggioso

Nel caso studio in esame è stato ipotizzato un contratto che prevede la vendita dell'energia al prezzo zonale orario stabilito dal mercato dell'energia, il quale è caratterizzato da un valore estremamente variabile dipendente da una serie di fattori difficilmente prevedibili, come i contesti economico, politico e sociale a livello internazionale. Ecco dunque che si è reso necessario uno studio del suo andamento al fine di ottenere un profilo da poter utilizzare per la nostra analisi. Grazie al sito del Gestore dei Mercati Energetici (GME) sono stati ottenuti i dati orari del prezzo zonale per la regione Sardegna dell'intero 2024, espresso in €/MWh, i quali sono stati poi suddivisi per giornate a partire dall'1:00 fino alle 00:00 e successivamente raggruppati per mesi. In Figura 8 è possibile vedere un esempio dei profili giornalieri ottenuti.

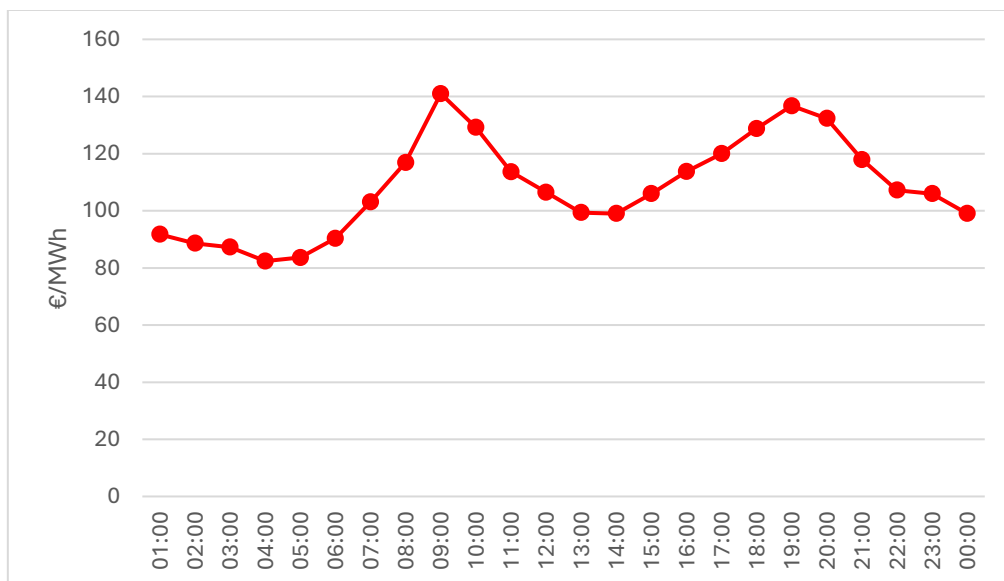


Figura 8 Profilo orario del prezzo zonale Sardo dell'11 gennaio 2024

Considerando inizialmente il mese di gennaio e preso il valore di prezzo zonale per la x-esima ora dell'i-esima giornata del j-esimo mese (12), i valori delle n giornate sono stati sommati e divisi per il numero stesso di giornate per ottenere il valore medio del prezzo zonale per la x-esima ora della generica giornata del mese (13). Ripetendo lo stesso

procedimento per ogni ora è stato dunque ottenuto il profilo orario medio del prezzo zonale della generica giornata del mese, come mostrato in Figura 9.

La somma dei 24 valori orari medi di prezzo zonale del generico profilo giornaliero, divisa per il numero stesso di valori ha permesso dunque di ottenere il prezzo zonale medio dell'energia nella generica giornata del mese (14)(14). Tale valore corrisponde anche alla media dei valori di prezzo zonale giornaliero di tutto il mese di gennaio, mostrati in Figura 10.

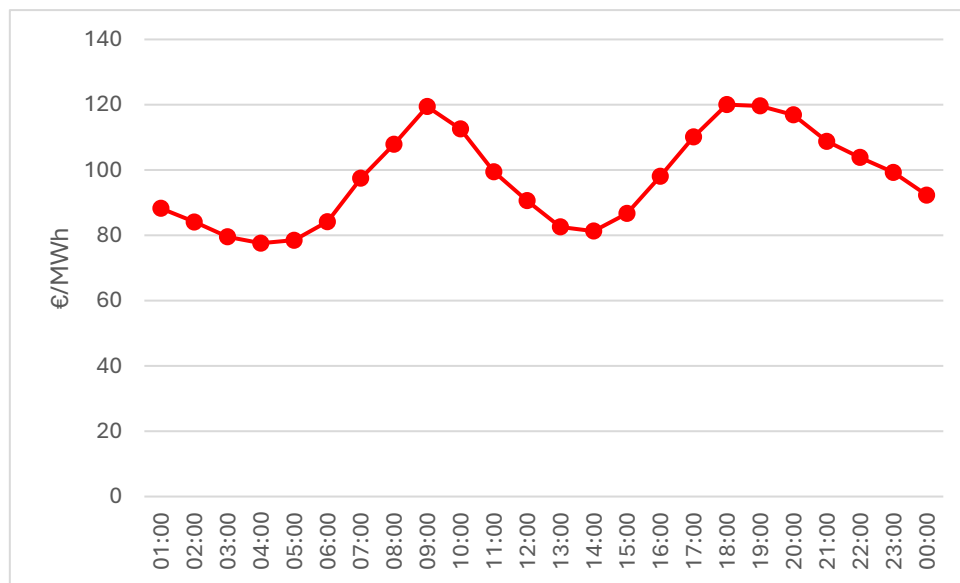


Figura 9 Profilo orario medio del prezzo zonale Sardo della generica giornata di gennaio 2024

Di seguito le variabili e le formulazioni matematiche che sono state utilizzate nel procedimento descritto:

Variabili

- Mese (j);
- Numero dei giorni del mese (n);
- Ora (x);

Formule

(12)

$$P_{Z,i,x,j}$$

(13)

$$P_{Z,x,j} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{Z,i,x,j}$$

(14)

$$P_{Z,g,j} = \frac{1}{24} \sum_{x=1}^{24} P_{Z,x,j}$$

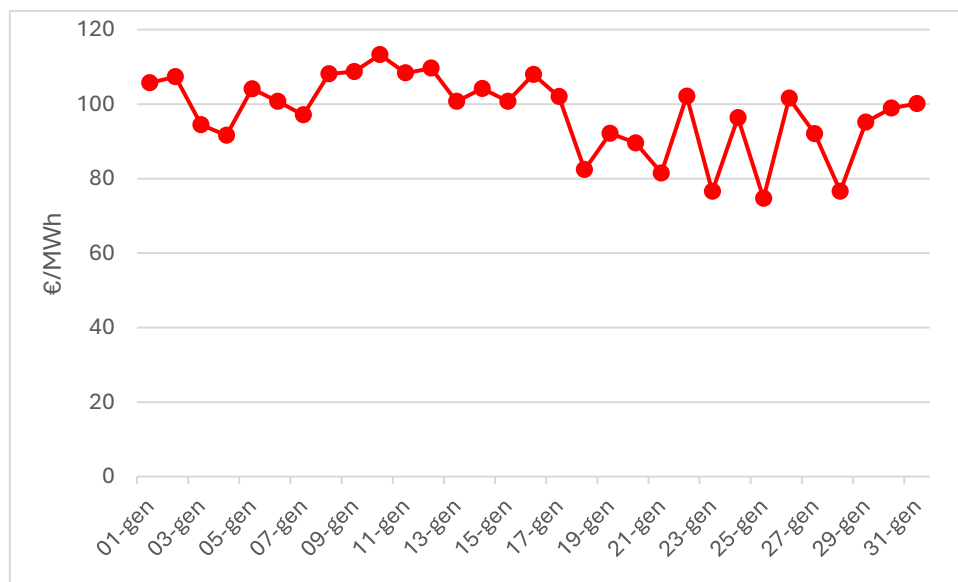


Figura 10 Profilo del prezzo zonale per la Sardegna del mese di gennaio 2024

Lo stesso procedimento è stato applicato su tutti i profili orari di tutti i mesi dall'anno, permettendoci dunque di ottenere per ognuno dei 12 mesi sia il profilo orario medio del prezzo zonale per la generica giornata del mese, sia il valore medio mensile del prezzo zonale, come mostrato in Figura 11.

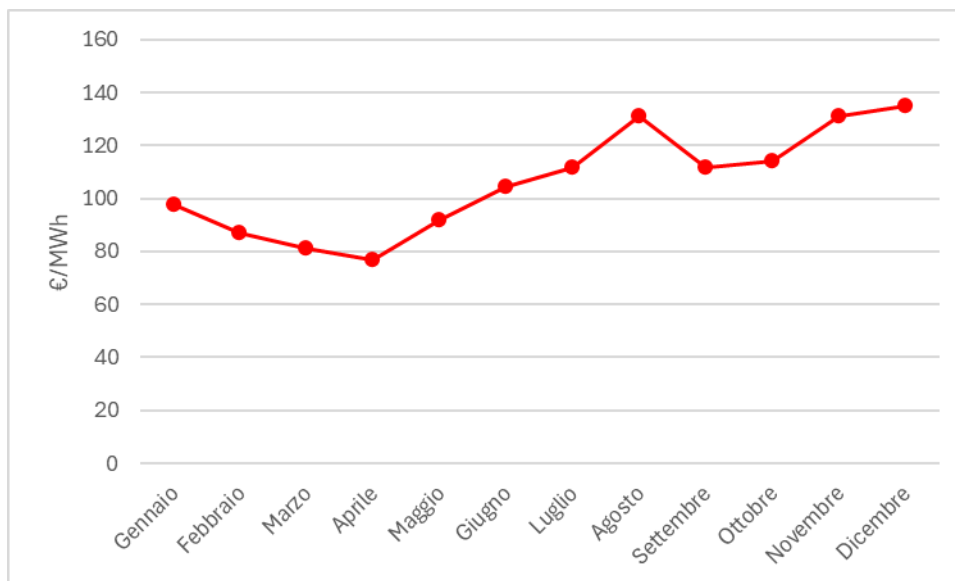


Figura 11 Valore mensile medio del prezzo zonale per la Sardegna del 2024

E' interessante notare come il valore medio mensile del prezzo zonale non sia mai salito sopra i 140 €/MWh durante il 2024, considerata quindi la formula per il calcolo della tariffa incentivante premio sull'energia condivisa (1), descritta nel secondo capitolo, è lecito ipotizzare un valore stabile della parte variabile dell'incentivo, sempre maggiore di 40 €/MWh per l'anno in questione. Questo valore, sommato alla parte fissa dell'incentivo, che ricordiamo essere pari a 80 €/MWh, ha permesso dunque di stimare un valore dell'incentivo pari a 120 €/MWh, corrispondente alla tariffa massima ammessa dalla normativa. Tale cifra verrà considerata costante per tutta la durata del 2024 ed utilizzata successivamente nella nostra analisi.

3.2.3 Ricavi dalla vendita dell'energia

Dopo aver ricavato i profili orari medi di produzione fotovoltaica e i profili orari medi del prezzo zonale per la Sardegna di ogni mese, si è proceduto quindi ad effettuare una prima stima dei ricavi dalla vendita dell'energia prodotta dall'impianto ed immessa sulla rete. Moltiplicando infatti il valore medio di potenza prodotta dall'impianto nella generica giornata di ciascun mese, per il prezzo zonale medio della generica giornata dello stesso mese, si è ottenuto il ricavo medio per la generica giornata del mese. Moltiplicando poi questo valore per il numero dei giorni del mese si è ottenuto il ricavo complessivo di ciascuno dei mesi, come mostrato in Figura 12, infine la somma dei ricavi mensili ha

permesso di ottenere una stima del ricavo annuale per il 2024 dalla vendita dell'energia, pari a circa 3020 €.

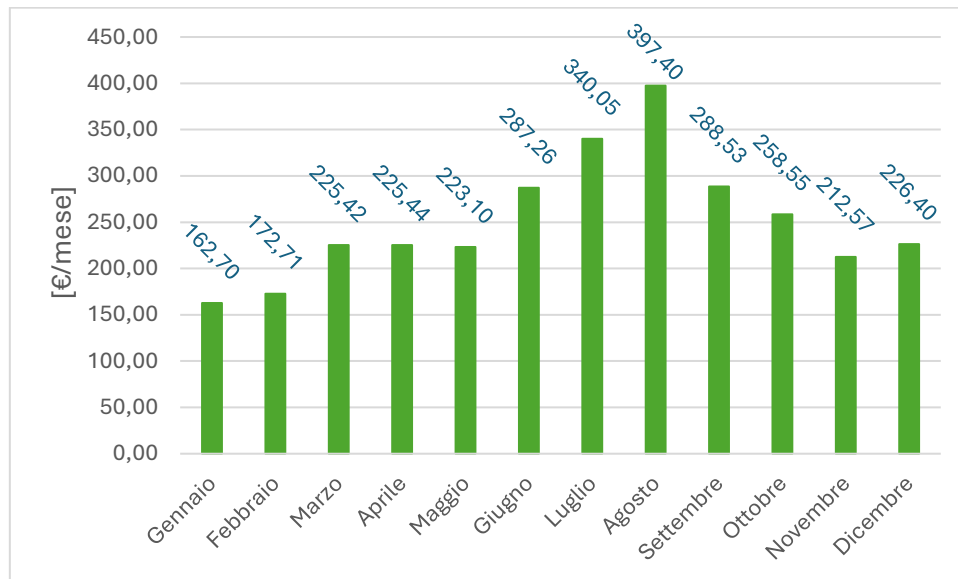


Figura 12 Stima iniziale dei ricavi mensili del 2024

Il valore finale ottenuto risulta però molto approssimativo, dal momento che non prende in considerazione due caratteristiche estremamente importanti ai fini dell'analisi:

- **La fluttuazione del prezzo zonale:** il prezzo zonale ha un andamento estremamente variabile all'interno della giornata, il suo valore può infatti raggiungere picchi molto alti nelle ore serali o notturne, che corrispondono ai periodi di non produzione dell'impianto fotovoltaico, ma può anche raggiungere valori molto bassi, se non addirittura nulli, nelle ore centrali della giornata in cui la produzione fotovoltaica risulta generalmente massima. Il suo valore medio risulta dunque inadeguato per il calcolo del ricavo giornaliero.
- **L'andamento variabile del profilo di produzione:** il profilo di produzione fotovoltaico, seppur più prevedibile rispetto all'andamento del prezzo zonale, risulta comunque legato all'irradiazione solare e ai fenomeni atmosferici (come la nuvolosità) spesso imprevedibili. Ecco dunque che il suo andamento non può essere considerato costante, ciò fa sì che in genere i periodi di assenza di luce come la notte, durante i quali la produzione è nulla, coincidano con le ore in cui il prezzo zonale risulta massimo, rendendo impossibile vendere l'energia nelle ore della giornata in cui il prezzo è più conveniente.

Un esempio dell'inadeguatezza di questo procedimento è mostrato in Figura 13, la quale descrive l'andamento del prezzo zonale orario e dell'energia associata alla potenza prodotta dall'impianto, nella giornata del 28 settembre 2024. Nelle prime 10 ore, il prezzo zonale si è mantenuto tra i 100 e i 120 €/MWh (ovvero tra i 0,1 e i 0,12 €/kWh, per meglio confrontare il prezzo con i valori di potenza dell'impianto), salvo poi subire un brusco calo tra le 10:00 e le 11:00. Il prezzo zonale si è quindi attestato a 0 €/MWh tra le 11:00 e le 18:00, per poi risalire al picco di 140 €/MWh (0,14 €/kWh) alle 20:00 e ristabilirsi successivamente intorno ai valori di inizio giornata. Ciò significa che tra le 11:00 e le 18:00, in corrispondenza dei picchi di produzione di potenza dell'impianto, tutta l'energia immessa sulla rete è stata venduta a prezzo zero, rendendo quindi nullo il ricavo nelle ore centrali della giornata. Utilizzando un valore di prezzo zonale medio fisso per tutta la giornata, avremmo valori di ricavo diversi da zero in tale periodo di tempo che andrebbero inevitabilmente a falsare il valore complessivo di ricavo dell'intera giornata.

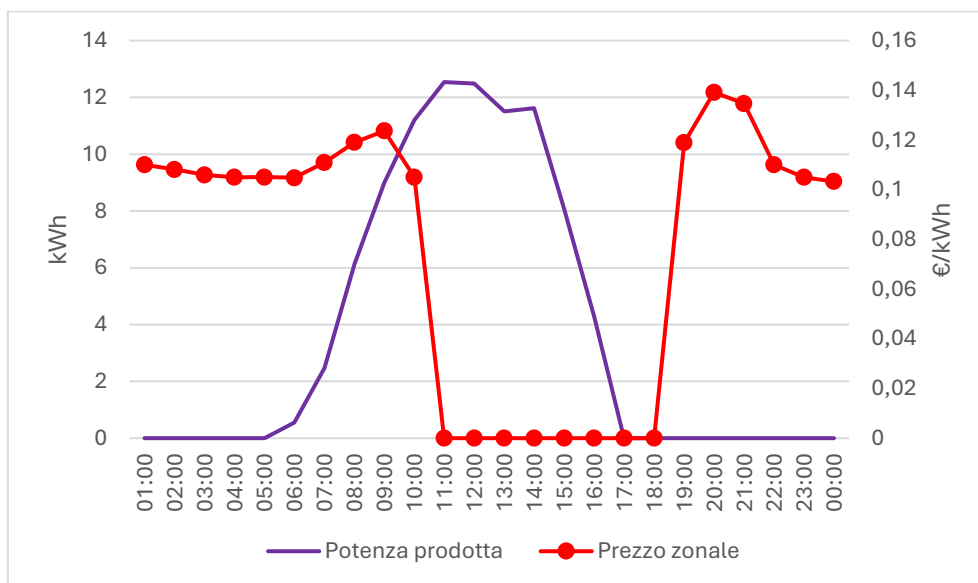


Figura 13 Confronto tra profilo di produzione e del prezzo zonale del 28 settembre 2024

Alla luce di tali considerazioni è nata dunque la necessità di effettuare un confronto tra i profili orari medi di produzione e i profili orari medi del prezzo zonale, al fine di ottenere una stima dei ricavi più veritiera che tenga conto della fluttuazione di entrambi i parametri durante la giornata. Considerato il mese di gennaio, ognuno dei valori orari di potenza del profilo medio di produzione è stato moltiplicato per il corrispondente valore orario del

profilo medio del prezzo zonale, come mostrato in Figura 14, ottenendo così un profilo medio dei ricavi di una generica giornata del mese. Sommando dunque i 24 valori ottenuti si è trovato il ricavo medio giornaliero della giornata di gennaio, moltiplicando tale valore per il numero di giorni del mese in questione si è infine ottenuta una stima del ricavo complessivo dalla vendita di energia del mese di Gennaio.

E' bene notare che per rendere compatibili i due profili per il confronto, è stato prima necessario convertire i valori di potenza del profilo di produzione medio in valori di energia (15)(15), al fine di adeguare l'unità di misura a quella adottata dal prezzo zonale, che risulta essere espresso in €/kWh, ovvero euro in rapporto all'energia. Trattandosi tuttavia di un profilo orario di produzione, i valori di potenza sono associati ad un intervallo temporale (t) pari ad un ora, ciò significa che in questo caso i valori di energia e di potenza coincidono numericamente, seppur con unità di misura differenti, la potenza è infatti espressa in kW e l'energia è espressa in kWh.

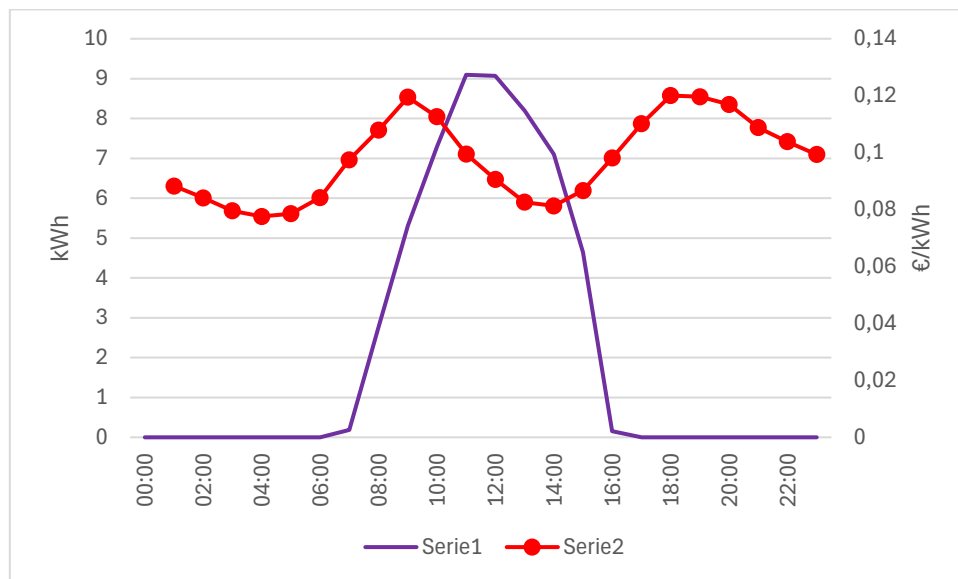


Figura 14 Confronto tra il profilo giornaliero di produzione e del prezzo zonale di gennaio

Di seguito le variabili e la formula utilizzata nella conversione:

Varibili

- Energia elettrica (E);
- Potenza elettrica media prodotta nell'intervallo di tempo (P);
- Intervallo temporale ($t = 1 h$);

Formula

(15)

$$E = P * t$$

Lo stesso procedimento utilizzato per il mese di gennaio è stato dunque adottato sui profili medi di produzione e di prezzo zonale di tutti i mesi dell'anno, permettendoci di ottenere un ricavo medio giornaliero (16) ed un ricavo complessivo mensile (17) per ciascuno di essi, come mostrato in Figura 15 e in Figura 16.

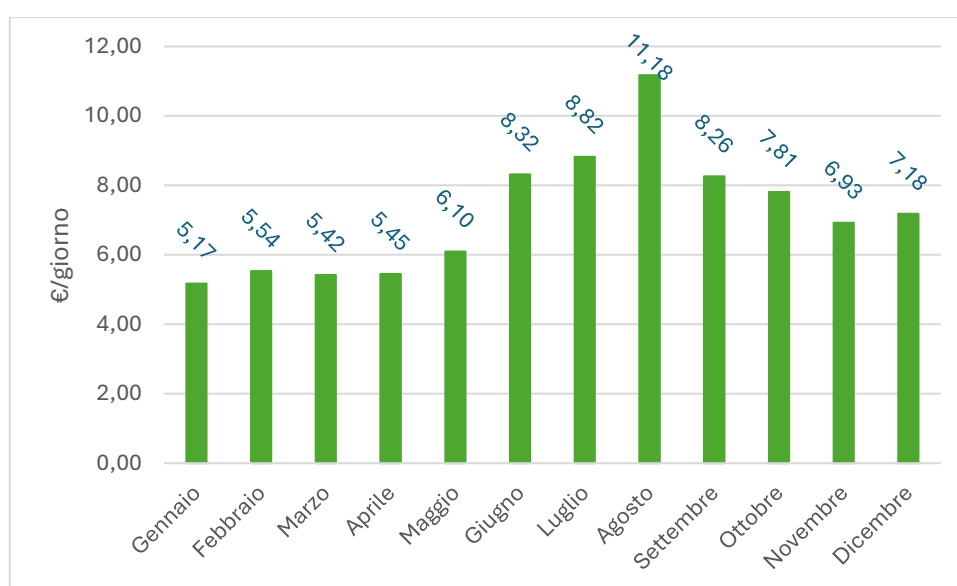


Figura 15 Stima accurata del ricavo medio giornaliero per ogni mese del 2024

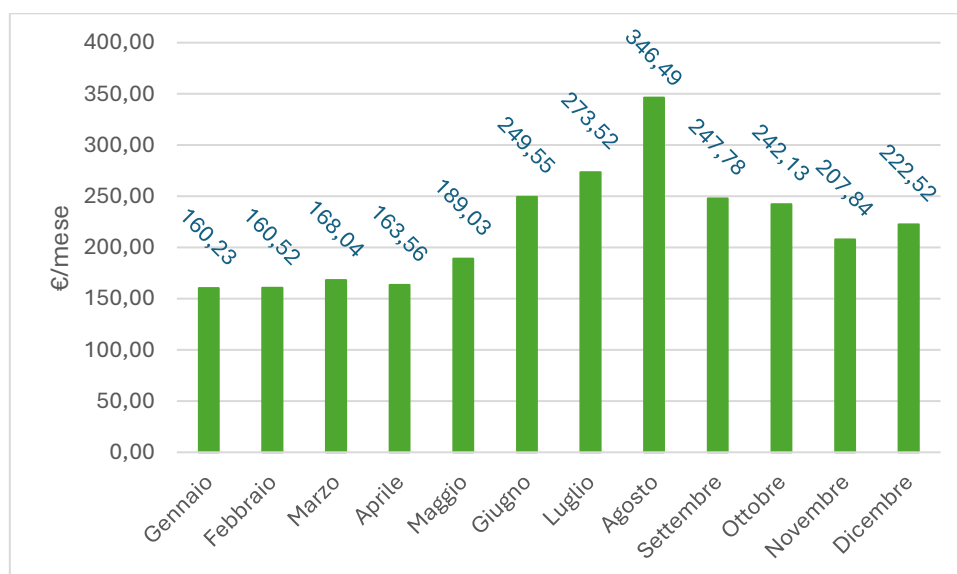


Figura 16 Stima accurata dei ricavi mensili del 2024

La maggior accuratezza di questo procedimento è messa in luce dal confronto tra la stima del ricavo annuale ottenuta in questo modo, pari a poco più di 2.630 €, e il medesimo valore stimato in maniera grossolana all'inizio dell'analisi, il quale risultava superiore di circa 390 €, una differenza sicuramente non banale.

Di seguito le variabili e le formule utilizzate per il calcolo del ricavo giornaliero e mensile dalla vendita dell'energia prodotta:

Variabili

- Numero di giorni del mese (n);
- Prezzo zonale medio alla x -esima ora del j -esimo mese (Pz, x, j);
- Energia media prodotta alla x -esima ora del j -esimo mese (Em, x, j);

Formule

(16)

$$Rg = \sum_{x=1}^{24} (Pz, x, j * Em, x, j)$$

(17)

$$Rm = n * Rg$$

3.3 Il profilo di consumo e l'energia condivisa

Una volta completata l'analisi dei ricavi dalla vendita dell'energia, il passo successivo è stato stabilire quanta energia venisse condivisa complessivamente dall'edificio, a tal fine si è deciso di partire dai profili dei singoli appartamenti i cui consumi sono stati poi aggregati per ottenere il profilo dell'intero condominio. E' opportuno a tale proposito specificare che esistono due schemi di autoconsumo dell'energia, di seguito illustrati:

- **Autoconsumo fisico:** in questo caso i carichi del nucleo abitativo hanno un collegamento fisico all'impianto fotovoltaico e risultano alimentati direttamente da quest'ultimo, con il quale condividono un unico POD per l'interfaccia con la rete elettrica. L'energia consumata dai carichi al di fuori dei periodi di produzione fotovoltaica è ovviamente prelevata dalla

rete e pagata al prezzo della tariffa scelta, incidendo dunque sui costi in bolletta. Durante i periodi di produzione i carichi risultano invece alimentati direttamente dall'impianto fotovoltaico e il loro consumo non incide sul costo della bolletta, se l'impianto produce più di quanto consumi l'edificio, l'energia eccedente viene immessa sulla rete.

- **Autoconsumo virtuale:** in questo caso i carichi del nucleo abitativo sono collegati unicamente alla rete elettrica, da cui viene prelevata al prezzo della tariffa scelta tutta l'energia elettrica relativa ai loro consumi, i quali incidono sempre sui costi in bolletta. L'impianto fotovoltaico è collegato fisicamente unicamente alle utenze condominiali che abbiamo ipotizzato in precedenza trascurabili, ciò significa che tutta l'energia prodotta viene immessa e venduta sul mercato al prezzo zonale, mentre l'energia consumata dall'edificio durante le ore di produzione fotovoltaica risulta virtualmente condivisa. Per essa viene dunque riconosciuto un incentivo dipendente dalla zona e dall'andamento del prezzo zonale come descritto nel secondo capitolo.

Nel nostro caso abbiamo a che fare con un condominio le cui unità abitative non risultano fisicamente collegate all'impianto fotovoltaico, ma che comunque contribuiscono con i loro consumi alla condivisione virtuale dell'energia elettrica avendo aderito alla configurazione di autoconsumo condominiale. Non avendo accesso ai dati reali di consumo del complesso, è stato necessario creare dei possibili profili di consumo per i vari appartamenti, per ognuno dei mesi dell'anno, ciò è stato reso possibile grazie ai dati a disposizione riguardanti il profilo di carico di una configurazione di autoconsumo reale, sui quali si è basato uno studio che ha coinvolto il Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica dell'università di Cagliari. Per i dati di partenza si è quindi considerato il profilo di consumo medio nel mese Luglio di un condominio simile a quello del nostro studio, nel quale tramite i contatori energetici casalinghi, si sono rilevati i valori di energia consumati in ogni quarto d'ora della giornata, in tutto 96, i quali sono stati poi convertiti in valori di potenza e aggregati, ottenendo dunque il profilo di consumo dell'intero edificio. Il profilo in questione è stato quindi manipolato attraverso dei coefficienti di riduzione per simulare i profili di consumo dei singoli appartamenti dell'edificio N, oggetto del nostro studio, i quali poi aggregati hanno permesso di simulare il profilo



medio di consumo giornaliero dell'intero condominio per il mese di Luglio. Nel particolare sono state ipotizzate 3 categorie di profilo, illustrate in seguito, ognuna delle quali rappresenta l'andamento dei consumi per un determinato nucleo abitativo, con specifiche caratteristiche relative al numero di componenti e al tipo di carichi utilizzati, i quali influenzano la concentrazione dei consumi e i valori di picco raggiunti durante la giornata. Ogni nucleo familiare è infatti caratterizzato da un profilo di carico totale dell'appartamento, il quale è il risultato dell'aggregazione di due profili medi di carico giornaliero con risoluzione al quarto d'ora, composti dunque da 96 valori di potenza. Uno risulta relativo a tutti gli elettrodomestici collegati all'impianto elettrico ed uno è relativo al solo sistema di condizionamento dell'aria, quest'ultimo è automatizzato e risulta tarato per mantenere la temperatura dell'ambiente interno a 22 gradi in tutti gli appartamenti.

Per quanto concerne il calcolo del costo della bolletta per i singoli nuclei abitativi, è stata presa come riferimento la seguente tabella, ricavata analizzando le tariffe di un generico contratto di fornitura dell'energia elettrica per il 2024, con prezzo dell'energia legato al PUN (PUN Index dal 1 gennaio 2025), nella quale è descritto il costo della sola energia elettrica, senza tener conto degli oneri di sistema e delle altre spese.

Mese	Costo dell'energia al kWh [€/kWh]
Gennaio	0,18
Febbraio	0,17
Marzo	0,17
Aprile	0,21
Maggio	0,21
Giugno	0,26
Luglio	0,26
Agosto	0,34
Settembre	0,34
Ottobre	0,24
Novembre	0,24
Dicembre	0,21

Tabella 5 Costi in bolletta dell'energia per il 2024

3.3.1 Profilo di consumo dell'appartamento N-1

La prima categoria di profilo simulata è quella dell'appartamento N-1, nella quale rientrano anche i profili degli appartamenti N-2 ed N-3, tutti aventi superficie pari a 75 m². E' caratterizzata da una potenza contrattuale di 3 kW e ipotizza l'andamento del carico totale relativo ad un nucleo familiare composto da 2 adulti, entrambi lavoratori, i cui consumi di energia si concentrano nelle ore del risveglio e dei pasti, coincidenti con gli orari di rientro dal lavoro.

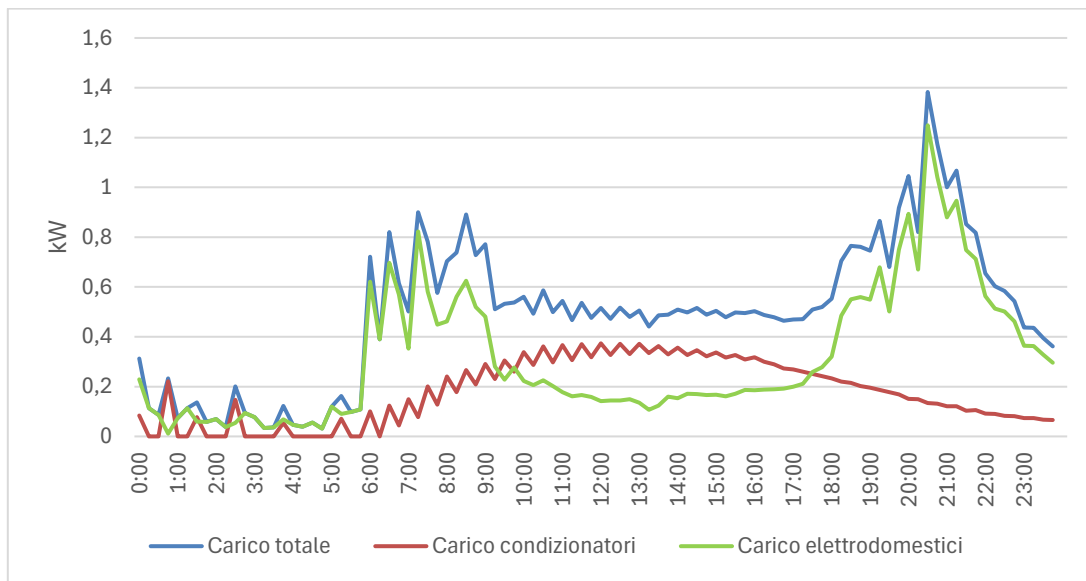


Figura 17 Profilo di consumo giornaliero dell'appartamento N-1 a luglio

Considerato Luglio come riferimento, il consumo del nucleo abitativo risulta pari a 7,58 kWh per il carico degli elettrodomestici e 4,25 kWh per il carico dei condizionatori, per un totale di 11,83 kWh al giorno, a cui corrispondono 366 kWh consumati a fine mese. Il costo in bolletta di tali consumi è pari a 3,08 € al giorno, per un totale di 95,33 € al mese.

3.3.2 Profilo di consumo dell'appartamento N-4

La seconda categoria di profilo simulata è quella dell'appartamento N-4, nella quale rientrano anche i profili degli appartamenti N-5, N-6, N-7 ed N-8, tutti aventi superficie pari a 75 m². Anche questo caso è caratterizzato da una potenza contrattuale di 3 kW, ed ipotizza l'andamento del carico totale relativo ad un nucleo familiare di 4 persone, composto da 2 adulti, entrambi lavoratori e 2 figli. Rispetto al primo caso i consumi di energia sono leggermente maggiori sia nel totale giornaliero che nei valori di picco,

caratteristica dovuta al maggior numero di persone presenti, ma risultano comunque concentrati nelle ore di risveglio e dei pasti, coincidenti con il rientro da scuola e dal lavoro.

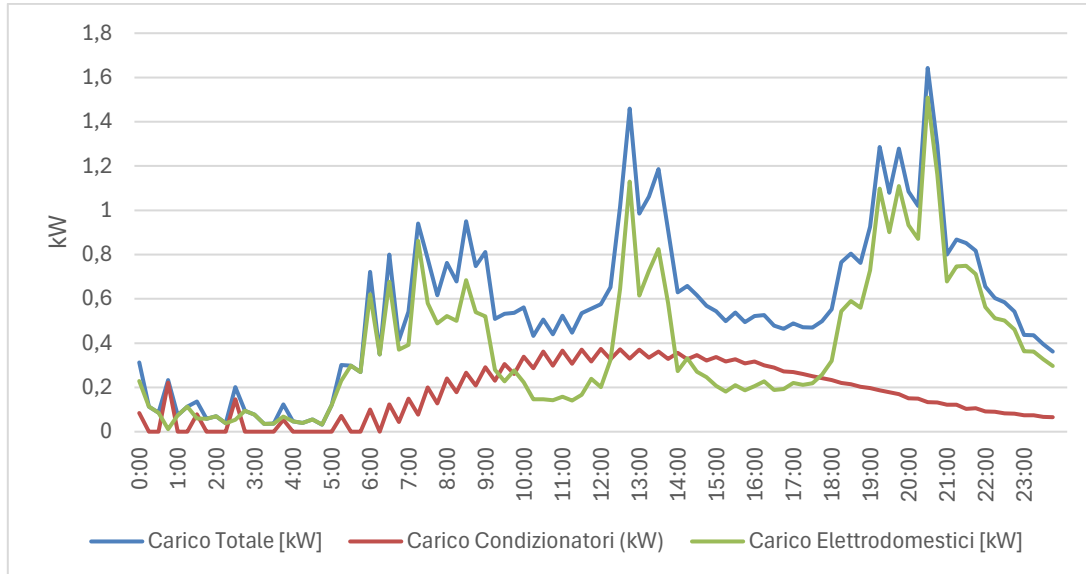


Figura 18 Profilo di consumo giornaliero dell'appartamento N-4 a luglio

Considerato Luglio come riferimento, il consumo del nucleo abitativo risulta pari a 9,21 kWh per il carico degli elettrodomestici e 4,25 kWh per il carico dei condizionatori, per un totale di 13,46 kWh al giorno, a cui corrispondono 417,2 kWh consumati a fine mese. Il costo in bolletta di tali consumi è pari a 3,50 € al giorno, per un totale di 108,47 € al mese.

3.3.3 Profilo di consumo dell'appartamento N-8

La terza categoria di profilo simulata è quella dell'appartamento N-8, di superficie pari a 150 m², il quale risulta essere il più energivoro dei profili di carico ipotizzati ed è infatti l'unico appartamento ad avere un potere contrattuale di 4,5 kW. Il tipo di nucleo familiare è il medesimo scelto per la seconda categoria, ovvero 2 genitori e 2 figli, tuttavia a causa della superficie doppia rispetto agli altri appartamenti è caratterizzato da maggiori consumi sia da parte degli elettrodomestici, ma soprattutto da parte del sistema di condizionamento che deve regolare la temperatura di un maggiore volume d'aria.

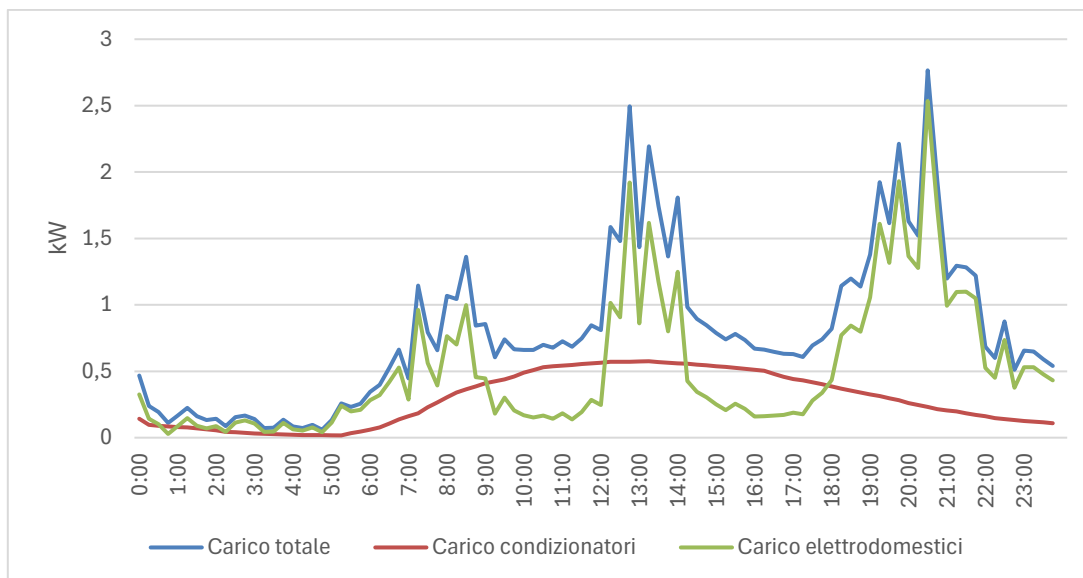


Figura 19 Profilo di consumo giornaliero dell'appartamento N-8 a luglio

Considerato Luglio come riferimento, il consumo del nucleo abitativo risulta pari a 12,33 kWh per il carico degli elettrodomestici e 6,94 kWh per il carico dei condizionatori, per un totale di 19,27 kWh al giorno, a cui corrispondono 597,33 kWh consumati a fine mese. Il costo in bolletta di tali consumi è pari a 5,01 € al giorno, per un totale di 155,31 € al mese.

3.3.4 Profilo di consumo aggregato e dell'energia condivisa

Grazie all'aggregazione dei singoli profili di carico degli 8 appartamenti è stato dunque ottenuto il profilo medio di carico giornaliero dell'intero edificio N nel mese di Luglio, come mostrato in Figura 20. Il consumo complessivo è suddiviso in 71,91 kWh per il carico degli elettrodomestici e 36,67 kWh per il carico dei condizionatori, per un totale di 108,58 kWh al giorno, con solo 54,7 kWh autoconsumati ai fini della condivisione.

Non avendo dati a disposizione riguardanti i consumi degli altri mesi, né per i singoli nuclei abitativi, né per l'intero edificio, è stato necessario manipolare i profili di consumo dei singoli appartamenti nel mese di luglio, così da poter ottenere degli ipotetici profili di consumo per gli altri mesi dell'anno. A tal fine sono stati imposti i seguenti vincoli:

- data la difficoltà nel prevedere i cambiamenti nell'utilizzo degli elettrodomestici in base alla stagione, il profilo di carico di questi ultimi è stato supposto costante durante tutto l'anno. Preso infatti il singolo appartamento ed il relativo carico di

elettrodomestici, si è scelto di ipotizzare il loro uso indipendente dalla temperatura e dal periodo, permettendoci dunque di considerare il profilo di carico di ogni mese dell'anno uguale a quello ottenuto per il mese di luglio;

- trattandosi di un apparecchio il cui funzionamento dipende dalla temperatura interna ed esterna dell'appartamento, e quindi variabile in base alla stagione e al mese preso in considerazione, si è scelto di considerare il profilo di carico del sistema di condizionamento non costante durante l'anno.

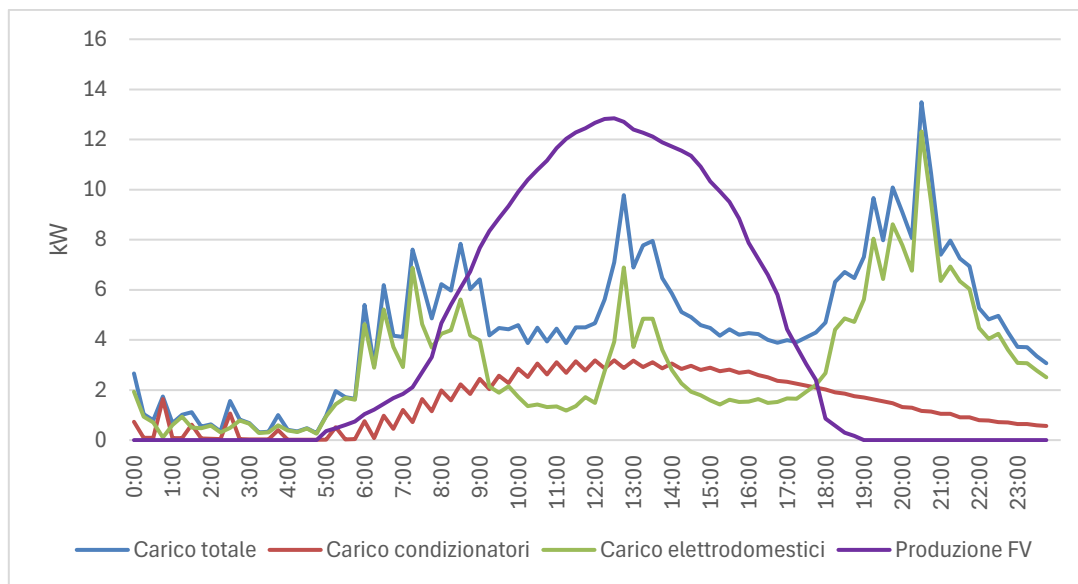


Figura 20 Profilo giornaliero di produzione fotovoltaica e di consumo dell'edificio a luglio

Nel particolare, per rispettare il secondo vincolo, si sono scelti arbitrariamente dei coefficienti di utilizzo (K_u), i quali sono stati applicati al profilo di carico del sistema di condizionamento relativo al mese di Luglio, considerato il mese con il maggior consumo di energia, così da manipolarlo per ottenere dei profili di consumo differenti per i diversi mesi dell'anno e variare il consumo in base alla stagione. Ipotizzato dunque che il sistema di condizionamento possa essere utilizzato con lo stesso rendimento energetico sia nella modalità di raffrescamento, che nella modalità di riscaldamento, si è supposto di considerare un profilo di consumo uguale a quello di Luglio per il mese di Agosto, al quale infatti è stato applicato un coefficiente di utilizzo pari a 1. Tale scelta è stata applicata anche per i mesi invernali di dicembre, gennaio e febbraio, in cui i condizionatori consumano comunque elevate quantità di energia per aumentare la temperatura degli ambienti interni. Per il resto dell'anno sono stati utilizzati invece dei

coefficienti di riduzione con valori differenti sulla base del mese in questione e della modalità di funzionamento del condizionatore, come mostrato in Tabella 6. E' opportuno infine specificare che i coefficienti mostrati, ovvero 1, 0.7, 0.5 e 0.3, corrispondono rispettivamente ad un utilizzo pari al 100%, 70%, 50% e 30% del sistema di condizionamento rispetto al consumo relativo al mese di Luglio.

Mese	Coefficiente di utilizzo (Ku)
Gennaio	1
Febbraio	1
Marzo	0,5
Aprile	0,3
Maggio	0,3
Giugno	0,7
Luglio	1
Agosto	1
Settembre	0,7
Ottobre	0,3
Novembre	0, 5
Dicembre	1

Tabella 6 Coefficienti di utilizzo del sistema di condizionamento in base ai mesi

Lo stesso procedimento è stato applicato ai profili di consumo di ogni singolo appartamento, ipotizzando così il profilo di carico del sistema di condizionamento di ogni singolo nucleo abitativo per ciascun mese dell'anno, ognuno dei quali è stato poi aggregato al profilo di consumo degli elettrodomestici del medesimo appartamento, precedentemente ipotizzato costante. Si sono così ottenuti per ogni appartamento 12 profili di consumo totali, uno per ciascun mese dell'anno, comprendenti sia il carico degli elettrodomestici, sia il carico del sistema di condizionamento. Aggregando infine i profili di consumo totale di tutti e 8 gli appartamenti, è stato possibile ipotizzare il profilo medio di consumo giornaliero dell'intero edificio N per ciascuno dei 12 mesi dell'anno, il quale è stato poi confrontato mese per mese con i profili medi di produzione fotovoltaica giornaliera ricavati in precedenza. In Figura 21 e in Figura 22, è mostrato un esempio dell'applicazione di tale metodo per ricavare il profilo di consumo dell'appartamento N-

1 e dell'intero edificio per il mese di Aprile, in cui il carico dei condizionatori è pari al 30% rispetto al mese di Luglio preso come riferimento.

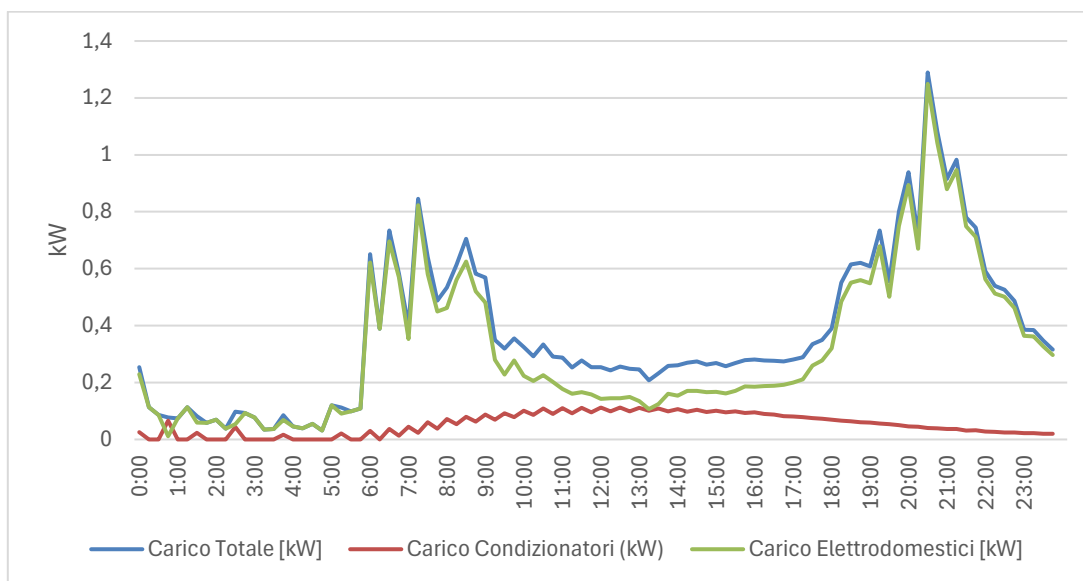


Figura 21 Profilo giornaliero di consumo dell'appartamento N-1 ad aprile

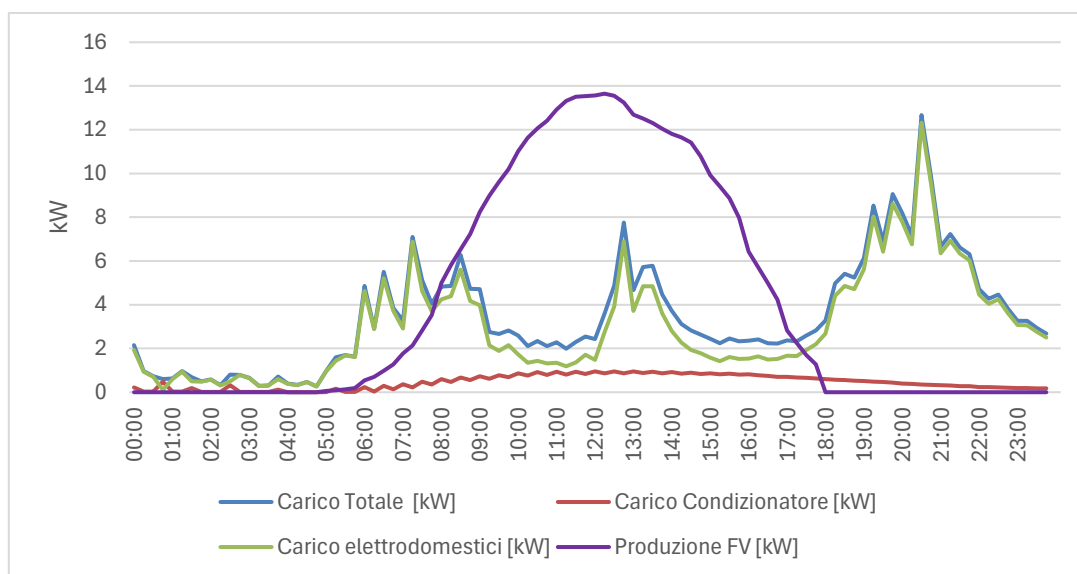


Figura 22 Profilo giornaliero di produzione fotovoltaica e di consumo dell'edificio ad aprile

Per evidenziare dunque quanto influisca l'utilizzo dei condizionatori sui profili di carico, è facile effettuare un confronto tra i valori di energia degli esempi citati, ad aprile l'appartamento N-1 ha infatti un consumo giornaliero di 8,86 kWh, circa 3 kWh in meno rispetto a luglio. Tale differenza, è ancora più evidente se si considera che l'energia consumata dall'intero edificio, pari a 82,91 kWh al giorno, quasi 26 kWh di differenza rispetto al mese di riferimento.

Nelle seguenti tabelle vengono descritti oltre i consumi giornalieri e mensili di energia elettrica, i relativi costi in bolletta per i singoli appartamenti.

Appartamento N-1	Consumo [kWh]		Costo energia	
Mese	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	11,83	366,66	2,07 €	64,17 €
Febbraio	11,83	343,01	2,01 €	58,31 €
Marzo	9,70	300,84	1,65 €	51,14 €
Aprile	8,86	265,66	1,88 €	56,32 €
Maggio	8,86	274,51	1,88 €	58,20 €
Giugno	10,55	316,62	2,74 €	82,32 €
Luglio	11,83	366,66	3,08 €	95,33 €
Agosto	11,83	366,66	4,02 €	124,67 €
Settembre	10,55	316,62	3,59 €	107,65 €
Ottobre	8,86	274,51	2,13 €	66,16 €
Novembre	9,70	291,14	2,34 €	70,16 €
Dicembre	11,83	366,66	2,53 €	78,47 €
Totale 2024		3849,56		912,89

Tabella 7 Valori di energia consumata e costo in bolletta per l'appartamento N-1

Appartamento N-4	Consumo [kWh]		Costo energia [€]	
Mese	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	13,46	417,19	2,36	73,01
Febbraio	13,46	390,28	2,29	66,35
Marzo	11,33	351,37	1,93	59,73
Aprile	10,49	314,56	2,22	66,69
Maggio	10,49	325,04	2,22	68,91
Giugno	12,18	365,52	3,17	95,03
Luglio	13,46	417,19	3,50	108,47
Agosto	13,46	417,19	4,58	141,85

Settembre	12,18	365,52	4,14	124,28
Ottobre	10,49	325,04	2,53	78,33
Novembre	11,33	340,04	2,73	81,95
Dicembre	13,46	417,19	2,88	89,28
Totale 2024		4446,13		1053,87

Tabella 8 Valori di energia consumata e costo in bolletta per l'appartamento N-4

Appartamento N-8	Consumo [kWh]		Costo energia	
Mese	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	19,27	597,33	3,37	104,53
Febbraio	19,27	558,79	3,28	94,99
Marzo	15,80	489,71	2,69	83,25
Aprile	14,41	446,66	3,05	94,69
Maggio	14,41	446,66	3,05	94,69
Giugno	17,19	515,57	4,47	134,05
Luglio	19,27	597,33	5,01	155,31
Agosto	19,27	597,33	6,55	203,09
Settembre	17,19	515,57	5,84	175,29
Ottobre	14,41	446,66	3,47	107,64
Novembre	15,80	473,91	3,81	114,21
Dicembre	19,27	597,33	4,12	127,83
Totale 2024		6282,84		1489,58

Tabella 9 Valori di energia consumata e costo in bolletta per l'appartamento N-8

Il passo successivo è stata la valutazione dell'autoconsumo virtuale di energia. Prendendo inizialmente in considerazione il mese di gennaio, per ognuno dei 96 intervalli di tempo a disposizione è stato scelto il valore minimo tra la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico e la potenza consumata complessivamente dall'edificio nel medesimo intervallo temporale, ottenendo così per ogni quarto d'ora il valore di potenza condivisa

ai fini dell'incentivo. Tali valori di potenza sono stati dunque convertiti in valori di energia che aggregati, hanno permesso di ipotizzare sia il profilo medio giornaliero di energia condivisa per il mese in questione, sia il valore medio di energia condivisa giornalmente ottenuto come somma stessa dei 96 valori di energia condivisa durante la giornata. Di seguito le variabili e le formule utilizzate nell'analisi:

Variabili

- Indice dell'appartamento (i);
- Indice dell'intervallo temporale (k);
- Intervallo temporale (Δt);
- Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico nel k-esimo intervallo temporale (P_{FV}^k);
- Potenza consumata dai carichi elettrodomestici dell'i-esimo appartamento nel k-esimo intervallo temporale ($P_{app,i,k}$);
- Potenza consumata dai carichi elettrodomestici dell'edificio N nel k-esimo intervallo temporale ($P_{app,k}$);
- Potenza consumata dai condizionatori dell'i-esimo appartamento nel k-esimo intervallo temporale ($P_{ac,i,k}$);
- Potenza consumata dai condizionatori dell'edificio N nel k-esimo intervallo temporale ($P_{ac,k}$);
- Potenza condivisa ai fini dell'incentivo nel k-esimo intervallo temporale ($P_{c,k}$);
- Potenza condivisa ai fini dell'incentivo complessiva (P_c);
- Energia condivisa ai fini dell'incentivo nel k-esimo intervallo temporale ($E_{c,k}$);
- Energia condivisa ai fini dell'incentivo complessiva (E_c);

Formule

(18)

$$P_{app}^k = \sum_{i=1}^8 P_{app}^{k,i}$$

(19)

$$P_{ac,k} = \sum_{i=1}^8 P_{ac,i,k}$$

(20)

$$P_{c,k} = \min[(P_{app,k} + P_{ac,k}); (P_{FV}^k)]$$

(21)

$$P_c = \sum_{k=1}^{96} P_{c,k}$$

(22)

$$E_{c,k} = P_{c,k} * \Delta t = \{\min[(P_{app,k} + P_{ac,k}); (P_{FV,k})]\} * \Delta t$$

(23)

$$E_c = \sum_{k=1}^{96} E_{c,k} = \sum_{k=1}^{96} \{\min[(P_{app,k} + P_{ac,k}); (P_{FV,k})]\} * \Delta t$$

Lo stesso procedimento è stato applicato sui profili medi di consumo di tutti i mesi dell'anno, confrontandoli con i rispettivi profili di produzione fotovoltaica ottenuti in precedenza, in tal modo sono stati ricavati il profilo medio giornaliero e il valore complessivo giornaliero di energia condivisa per ognuno dei 12 mesi dell'anno. Dall'analisi del profilo di consumo complessivo dell'edificio nel mese di gennaio (Figura 23), emerge chiaramente come questo abbia dei valori di condivisione abbastanza elevati, ma comunque tali da non risultare sufficienti a consumare virtualmente tutta la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico, nonostante questo abbia dei valori di picco molto ridotti rispetto al suo reale potenziale produttivo.

Avvalendoci della formula per il calcolo del riconoscimento sull'energia condivisa descritta nel secondo capitolo (1), e tenuto conto del valore fissato dell'incentivo, pari a

0,12 €/MWh, è stato calcolato il corrispettivo di gennaio, pari a 4,70 € al giorno, corrispondenti a 145,55 € per l'intero mese.

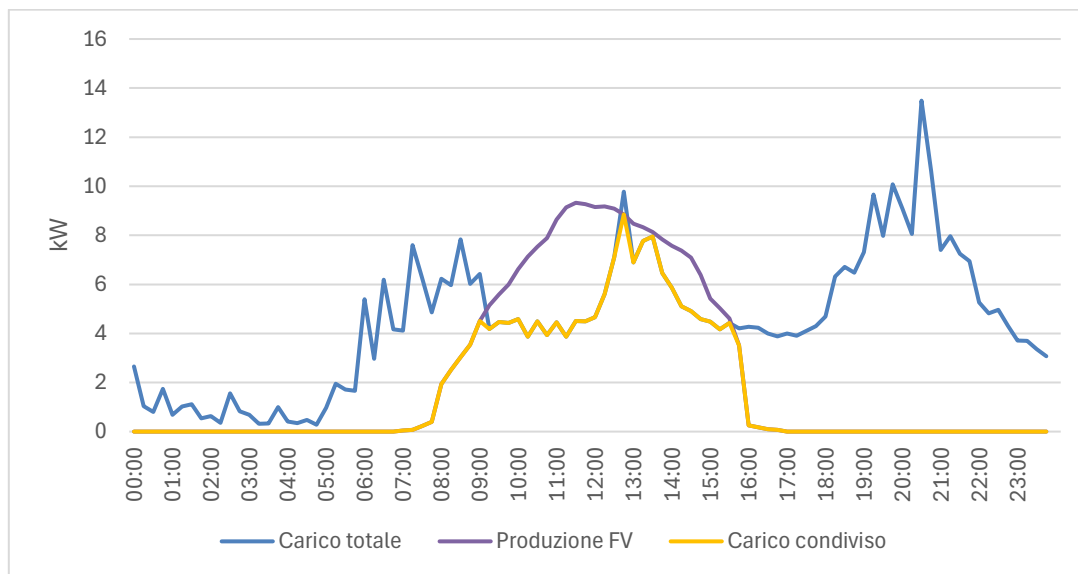


Figura 23 Profilo giornaliero di potenza condivisa dall'edificio a gennaio

Lo stesso fenomeno è osservabile nei mesi di dicembre e febbraio, ed è ancora più evidente per gli altri mesi dell'anno, in particolare quelli estivi, dove la potenza e dunque l'energia prodotta è decisamente maggiore, come anche la quota di energia eccedente i consumi che non risulta virtualmente condivisa e non viene perciò incentivata, mostrata graficamente in Figura 24.

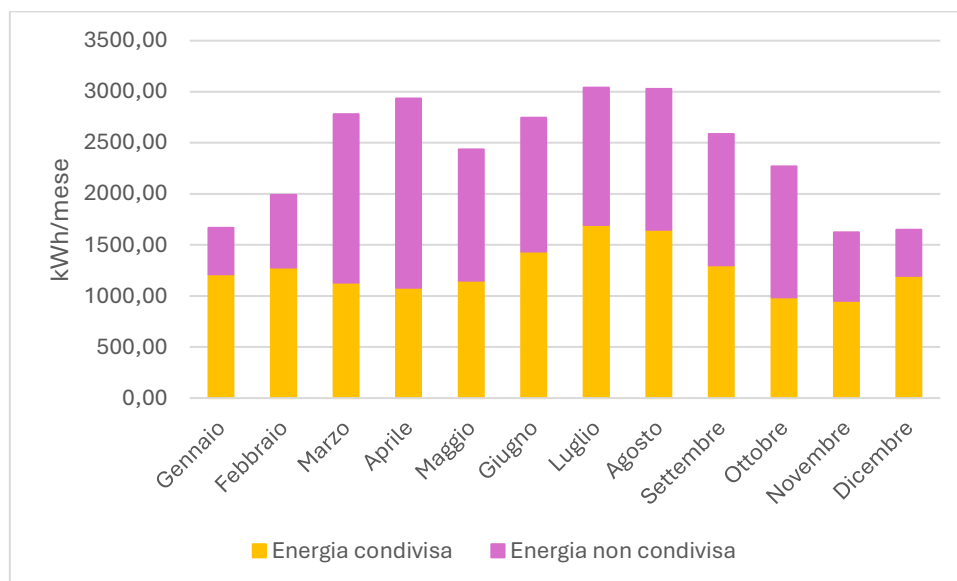


Figura 24 Suddivisione dell'energia mensile prodotta dall'impianto fotovoltaico in quote di energia condivisa ed energia eccedente i consumi, ovvero non condivisa

Per un congruo confronto citiamo dunque il profilo di consumo aggregato del mese di luglio (Figura 25), che pur avendo un profilo di carico analogo a quello di gennaio, non raggiunge gli stessi valori di condivisione, è infatti caratterizzato dalla curva di produzione più grande di tutte, con ben 98,03 kWh prodotti giornalmente. Di questi solo 54,7 kWh risultano condivisi, con 6,56 € di incentivo riconosciuti giornalmente, per un totale mensile di 1696 kWh virtualmente autoconsumati e 203,49 € di corrispettivo, a fronte di ben 3039 kWh prodotti.

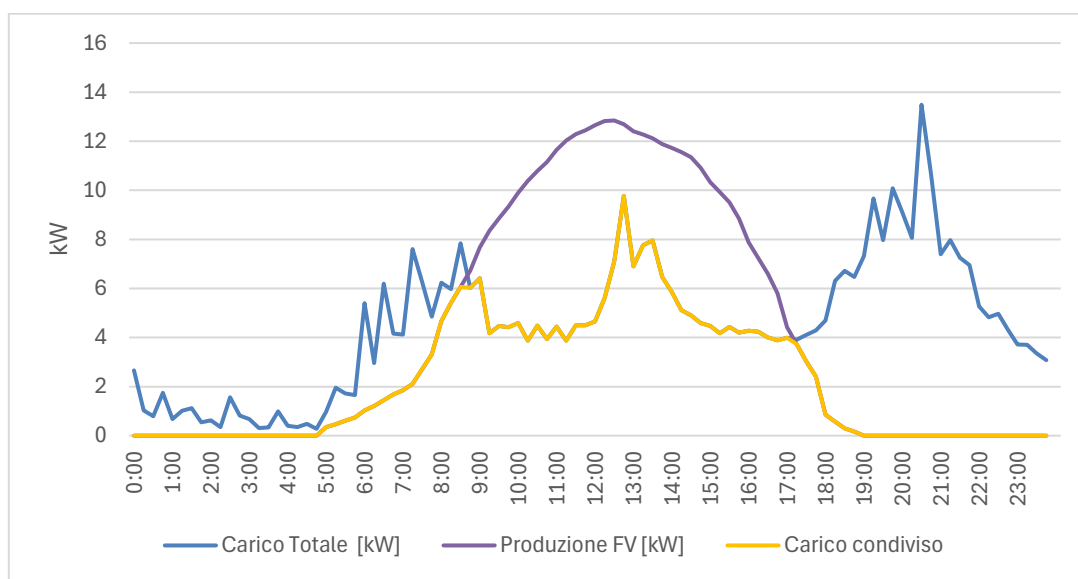


Figura 25 Confronto tra i profili di potenza di produzione fotovoltaica, di carico totale e di potenza condivisa dell'edificio per il mese di luglio

Di seguito la Tabella 10, che illustra oltre i valori di energia condivisa, la percentuale di condivisione rispetto alla produzione fotovoltaica e l'incentivo mensile riconosciuto.

Mese	Produzione fotovoltaica [kWh]	Energia condivisa [kWh]	Percentuale di condivisione	Incentivo riconosciuto [€]
Gennaio	1668	1213	73 %	145,55
Febbraio	1990	1277	64 %	153,24
Marzo	2780	1132	41 %	135,88
Aprile	2933	1080	37 %	129,64
Maggio	2435	1150	47 %	137,98
Giugno	2744	1435	52 %	172,14

Luglio	3039	1696	56 %	203,49
Agosto	3027	1650	55 %	197,97
Settembre	2586	1301	50 %	156,12
Ottobre	2270	987	43 %	118,46
Novembre	1624	951	59 %	114,16
Dicembre	1648	1198	73 %	143,73
Totale 2024	28774	15070	52 %	1808

Tabella 10

Dai dati raccolti è possibile osservare come la quantità di energia condivisa e l'incentivo riconosciuto varino non poco a seconda del mese preso in considerazione, mettendo in luce come nei vari periodi dell'anno a seconda del clima cambino non solo i valori di energia prodotta, e quindi disponibile per la condivisione, ma anche i consumi medi delle abitazioni, principalmente in funzione delle temperature che influenzano l'utilizzo dei sistemi di condizionamento dell'aria. Nei mesi invernali gli alti consumi dovuti anche alle basse temperature, e la bassa quantità di energia prodotta a causa della ridotta radiazione solare, fanno sì che la percentuale di energia condivisa resti stabile sopra il 60%, raggiungendo il picco del 73% nei mesi di gennaio e dicembre. Al contempo è interessante notare come la percentuale cali drasticamente nel mese di ottobre ed in particolare nei mesi primaverili, con valori di condivisione che raggiungono il 37% nel ad aprile (Figura 26), ben 36 punti percentuali in meno rispetto al picco invernale. Le cause di tale calo possono essere ricondotte a due fattori principali:

- L'aumento della produzione fotovoltaica, direttamente correlato al maggior numero di ore di esposizione e alla maggiore intensità della radiazione solare stessa;
- La sostanziale diminuzione dei consumi, riconducibile al clima più mite, la cui conseguenza diretta è un minor utilizzo dei sistemi di condizionamento dell'aria, sia nella modalità di riscaldamento all'inizio della primavera, sia nella modalità di raffrescamento alla fine della stagione, in cui le temperature non sono ancora tali da necessitare un uso intensivo dei condizionatori come nei mesi successivi.

Notiamo infine come nei mesi estivi il valore percentuale torni nuovamente a salire, grazie all'aumento delle temperature ed il conseguente utilizzo prolungato dei sistemi di condizionamento, compensato però dall'ulteriore aumento di energia complessivamente prodotta durante la giornata, che frena dunque il picco massimo di condivisione a luglio intorno al 56%, 17 punti percentuali al di sotto del picco di gennaio.

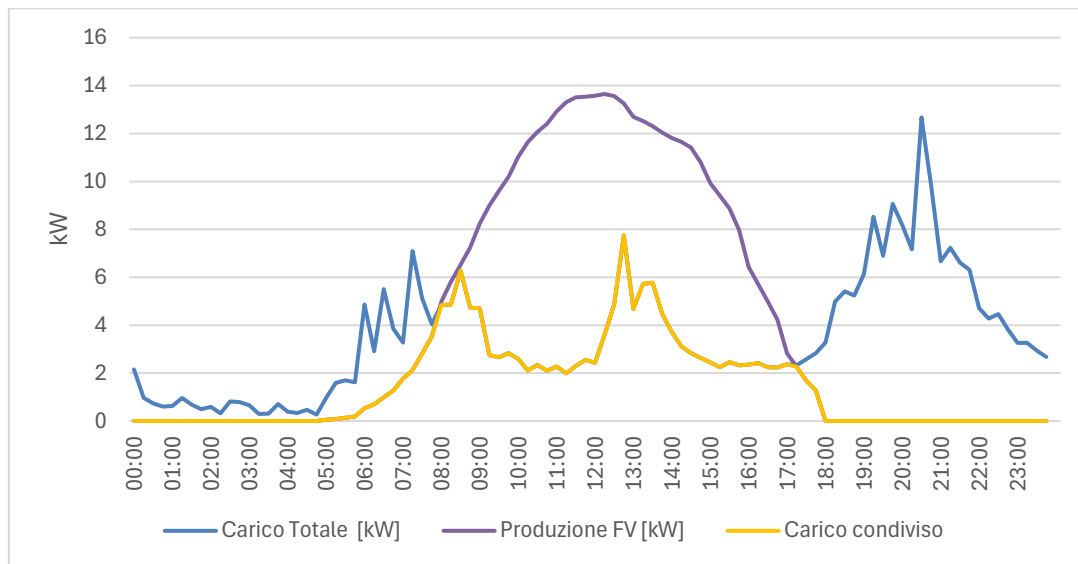


Figura 26 Confronto tra i profili di potenza di produzione fotovoltaica, di carico totale e di potenza condivisa dell'edificio per il mese di aprile

Il dato più interessante, oltre sicuramente l'incentivo complessivamente riconosciuto a fine anno pari a circa 1808 €, è la percentuale media annuale di condivisione dell'energia che a fronte dei 28.774 kWh prodotti e dei 15.070 kWh condivisi, si attesta intorno al 52%. Questo evidenzia dunque la possibilità e la necessità di aumentare l'energia complessivamente condivisa dal condominio, al fine di massimizzare l'incentivo ad essa dedicato ed aumentare il ritorno economico per i membri della comunità di autoconsumo collettivo. Di seguito un grafico che rappresenta l'andamento dell'indice di condivisione percentuale dell'intero edificio nel 2024 per il caso base.

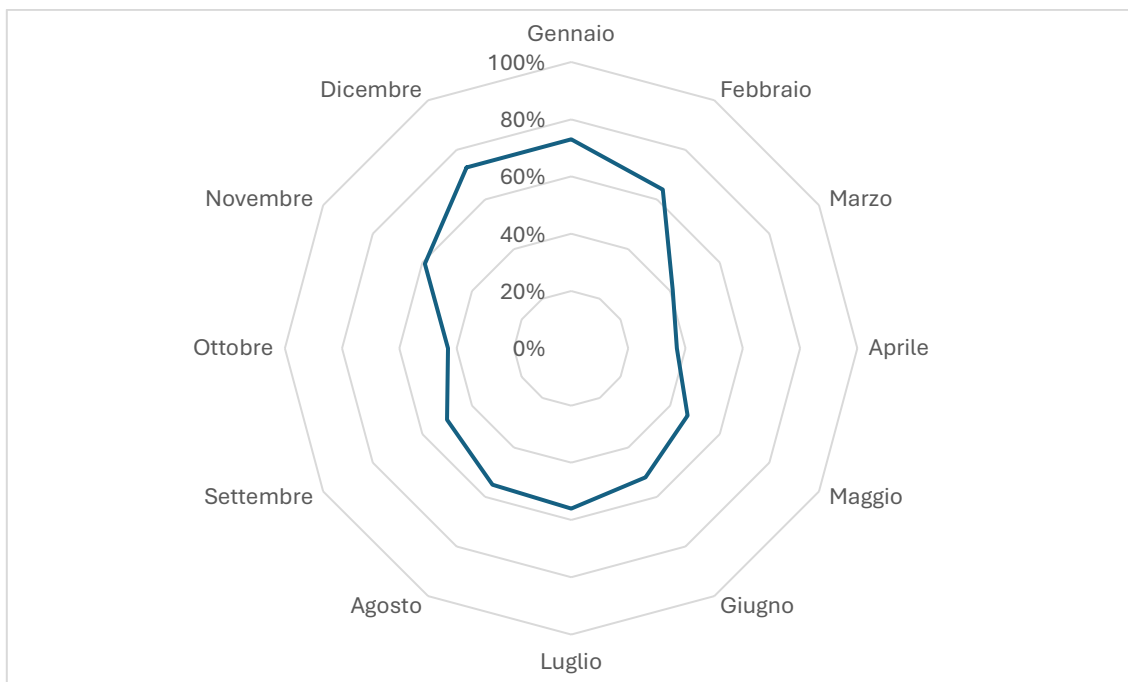


Figura 27 Indice di condivisione percentuale del 2024

4 La massimizzazione dell'energia condivisa

Preso atto di come buona parte della potenza prodotta dall'impianto ecceda i consumi del condominio e non risulti virtualmente condivisa, e tenuto conto della necessità di non far aumentare i consumi complessivi dei singoli appartamenti durante la giornata insieme al relativo costo in bolletta, si è pensato a come aumentare i consumi dell'edificio durante le ore di produzione fotovoltaica e diminuire i consumi al di fuori di tali periodi di produzione, così da massimizzare l'incentivo riconosciuto alla comunità energetica condominiale. Per raggiungere tale obiettivo potrebbe essere utile spostare i carichi utilizzati durante la giornata, ciò prevederebbe però di modificare le abitudini di consumo dei nuclei abitativi, cosa difficilmente realizzabile. Si è quindi optato per lo sviluppo di un sistema di accumulo distribuito, dotando ogni singolo appartamento di una propria batteria, che non solo rende possibile l'aumento del consumo di energia durante i periodi di produzione fotovoltaica, ma grazie all'energia stessa accumulata in tali periodi permette di alimentare i carichi dell'appartamento durante le ore serali della giornata, consentendoci così di modificare il profilo dell'energia prelevata dalla rete del nucleo abitativo senza aumentarne il valore complessivo consumato durante la giornata.

Vedremo successivamente come il rendimento del sistema di accumulo, non essendo unitario influenzi quest'ultimo aspetto, portando in realtà ad un leggero aumento del consumo di energia durante la giornata, dovuto esclusivamente alla piccola quota di potenza persa dal sistema durante le fasi di carica e di scarica della batteria, al quale corrisponderà un piccolo aumento nei costi di bolletta, compensato però dal maggiore incentivo riconosciuto.

4.1 Lo sviluppo del sistema di accumulo distribuito

Il sistema di accumulo generalmente risulta composto da 3 elementi di seguito elencati insieme alle loro caratteristiche essenziali:

- **Batteria:** è il componente principale, composto da una serie di celle all'interno delle quali viene immagazzinata l'energia prelevata dalla rete. Ne esistono diversi tipi e basati su materiali differenti, la più efficiente è la batteria agli ioni di litio, che per la sua durata e il suo rendimento risulta essere la più utilizzata per i sistemi di accumulo casalinghi, con un ciclo di vita utile stimato tra i 10 e i 15 anni;

- **Inverter:** permette di convertire la corrente alternata prelevata dalla rete in corrente continua per poter immagazzinare l'energia all'interno della batteria e svolge il procedimento opposto durante l'erogazione;
- **Modulo di controllo BMS (Battery Management System):** è uno strumento fondamentale che consente di monitorare tutti i parametri elettrici correlati all'utilizzo della batteria per migliorarne l'utilizzo e garantirne il corretto funzionamento, allungandone così la vita e aumentandone il rendimento. Talvolta risulta integrato nell'inverter stesso, ma può anche essere in grado di gestire più batterie contemporaneamente;
- **Smart sensor:** è un dispositivo che regola i flussi energetici da e per la batteria, basandosi sulle informazioni rilevate dai moduli di controllo, dagli *Smart Meter* delle unità abitative e dal POD dell'impianto fotovoltaico.

Nel particolare lo *Smart Sensor* tiene sotto controllo i flussi di energia rilevati delle unità abitative, permettendo di caricare la batteria attraverso il prelievo di energia dalla rete in funzione della produzione di energia dell'impianto fotovoltaico, rilevata da uno specifico POD, ed in funzione dell'energia prodotta che ecceda i consumi relativi al profilo aggregato dell'edificio. Quest'ultimo accorgimento è fondamentale, il nostro obiettivo è infatti aumentare i consumi durante le ore di produzione fotovoltaica, così da massimizzare l'energia condivisa, senza però superare il valore di energia prodotta dall'impianto. Al fine di garantire che la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico non venga mai superata dalla potenza consumata dall'edificio a causa della potenza assorbita dalle batterie, per ciascuna di esse è stata imposta una determinata quota di potenza disponibile per la ricarica in ogni intervallo temporale della giornata. Questa viene calcolata per ogni specifico quarto d'ora, come frazione del valore di energia prodotta eccedente i consumi del profilo base. Di seguito le variabili e le formule utilizzate:

Variabili

- Numero appartamenti ($n = 8$);
- Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico nel k-esimo intervallo temporale (P_{FV}^k);
- Potenza consumata dall'intero edificio N nel k-esimo intervallo temporale ($P_{app}^k + P_{ac}^k$);

- Potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico eccedente il carico aggregato nel k-esimo intervallo temporale [$P_{FV}^k - (P_{app}^k + P_{ac}^k)$];
- Potenza disponibile per la ricarica della i-esima batteria nel k-esimo intervallo temporale ($P_{disp}^{i,k}$);

Formula

(24)

$$P_{disp}^{i,k} = \frac{P_{FV}^k - (P_{app}^k + P_{ac}^k)}{n}$$

Nel nostro caso si è ipotizzata l'installazione di un sistema di accumulo in ognuno degli appartamenti dell'edificio, articolando lo studio in due casi specifici per poter meglio evidenziare quanto la taglia della batteria influisca sia sul profilo di consumo dei singoli appartamenti, sia sul profilo aggregato di consumo dell'edificio e conseguentemente sul valore di energia condivisa ai fini dell'incentivo. Il primo caso ipotizza l'acquisto di una batteria da 3 kWh, vedremo poi come questa taglia lasci un ampio margine di miglioramento per quanto riguarda la percentuale di condivisione, fattore che ha dunque influenzato la scelta di adottare una batteria da 5 kWh, caratterizzata tra l'altro da una piccola differenza di costo pienamente compensata dal ritorno economico in termini di incentivi.

Abbiamo visto come per la fase di carica le batterie siano vincolate non solo dalla potenza prodotta eccedente i consumi, ma anche dal numero complessivo delle batterie presenti nell'edificio, nella fase di scarica tuttavia ogni batteria risulta indipendente dalle altre ed il loro utilizzo è influenzato unicamente dal profilo di consumo dell'appartamento ad esse associato. E' facile notare come tutte le batterie abbiano la stessa potenza a disposizione nella fase di accumulo dell'energia, ciò fa sì che abbiano tutte lo stesso comportamento durante la ricarica, mentre durante la fase di scarica a causa della diversa entità dei carichi il loro andamento sarà differente a seconda della tipologia di appartamento. Per analizzare nel particolare il comportamento della batteria di ognuno degli n appartamenti, sono state introdotte una serie di formulazioni matematiche e le relative variabili, in aggiunta a quelle illustrate in precedenza, tramite le quali è stato possibile stimare lo stato di carica per ogni quarto d'ora della giornata ed il relativo profilo di utilizzo giornaliero. Infine sono stati

aggiunti una serie di vincoli in seguito elencati, riguardanti i valori di potenza presi in considerazione, oltre che la percentuale di carica della batteria stessa [31].

Variabili

- Intervallo temporale ($\Delta t = 15 \text{ min}$);
- Capacità batteria espressa in kWh (cap^i);
- Limite di potenza contrattuale dell'i-esimo appartamento (P_{cont}^i);
- Potenza della batteria dell'i-esimo appartamento nel k-esimo intervallo temporale ($P_{batt}^{i,k}$), essa può avere valore positivo o negativo, a seconda che si tratti della fase di ricarica, in cui la potenza è entrante, o della fase di scarica, in cui la potenza è uscente;
- Potenza ammessa per la ricarica della i-esima batteria nel k-esimo intervallo temporale ($P_{ch,ams}^k$);
- Potenza residua dell'i-esima batteria ammessa per la scarica nel k-esimo intervallo temporale ($P_{dch,ams}^k$);
- Potenza totale richiesta dall'i-esimo appartamento nel k-esimo intervallo temporale ($P_{app}^{i,k} + P_{ac}^{i,k}$);
- Potenza di ricarica della i-esima batteria nel k-esimo intervallo temporale ($P_{ch}^{i,k}$);
- Potenza di scarica della i-esima batteria nel k-esimo intervallo temporale ($P_{dch}^{i,k}$);
- Stato di carica dell'i-esima batteria per il k-esimo intervallo temporale ($SoC^{i,k}$);
- Rendimento di ricarica della i-batteria ($\eta_{ch}^i = 0,95$);
- Rendimento di scarica della i-batteria ($\eta_{dch}^i = 0,95$);

Vincoli

- Lo stato di carica della batteria della batteria non deve mai scendere sotto il 10% e non deve ovviamente salire sopra il 100%;

[11]

$$SoC_{min} \leq SoC^i \leq SoC_{max}$$



- La potenza accumulata dalla i-esima batteria non deve mai scendere sotto il limite minimo corrispondente allo $SoC_{min} = 10\%$ e non deve mai salire sopra il limite massimo corrispondente allo $SoC_{max} = 100\%$;
- La potenza di ricarica e di scarica della i-esima batteria devono essere nulle o positive in ogni k-esimo intervallo temporale;

[2]

$$P_{ch}^{i,k} \geq 0; P_{dch}^{i,k} \geq 0$$

- La potenza complessiva assorbita dall'i-esimo appartamento, data dalla somma della potenza assorbita rispettivamente dagli elettrodomestici, dai condizionatori e dalla batteria, non deve mai superare il limite di potenza contrattuale dell'appartamento stesso;

[3]

$$0 \leq P_{app}^{i,k} + P_{ac}^{i,k} + P_{batt}^{i,k} \leq P_{cont}^i$$

Formule

(25)

$$P_{batt}^{i,k} = P_{ch}^{i,k}, \quad se \quad P_{FV}^k \geq (P_{app}^k + P_{ac}^k)$$

(26)

$$P_{batt}^{i,k} = P_{dch}^{i,k}, \quad se \quad P_{FV}^k < (P_{app}^k + P_{ac}^k)$$

(27)

$$P_{ch}^{i,k} = \min(P_{disp}^{i,k}; P_{ch,ams}^{i,k})$$

(28)

$$P_{dch}^{i,k} = \min(P_{app}^{i,k} + P_{ac}^{i,k}; P_{dch,ams}^{i,k})$$

(29)

$$SoC^{i,k} = SoC^{i,k-1} + \left(\eta_{ch}^i * P_{ch}^{i,k} - \frac{P_{dch}^{i,k}}{\eta_{dch}^i} \right) * \left(\frac{\Delta t}{capi} \right) * 100, \quad \forall k, i$$

Alla luce di quanto appena descritto è interessante notare come il fatto che lo stato di carica batteria non possa scendere sotto il 10%, fa sì che la capacità e l'energia disponibili rispettivamente per un ciclo di carica ed un ciclo di scarica, siano pari al 90% della capacità complessiva della batteria, ovvero 2,7 kWh per la batteria da 3 kWh e 4,5 kWh per la batteria da 5 kWh. Inoltre il rendimento di ricarica e di scarica della batteria comporta delle perdite di potenza durante le due fasi di utilizzo, solo il 95% della potenza assorbita dalla batteria viene infatti immagazzinata all'interno delle sue celle, e il 5% di questa potenza immagazzinata viene perso poi durante l'erogazione. Tale precisazione risulta fondamentale per giustificare il leggero aumento dei consumi degli appartamenti ed la conseguente lievitazione dei costi per l'energia in bolletta, che risulta però pienamente accettabile se si considerano i corposi vantaggi economici introdotti dall'incentivo per la condivisione.

Imposta la capacità della batteria e preso in considerazione il profilo di consumo aggregato dell'edificio per il mese di gennaio, questo è stato confrontato con il relativo profilo di produzione fotovoltaica, entrambi con risoluzione al quarto d'ora, per ognuno dei k-intervalli temporali ottenendo così il valore dell'energia prodotta eccedente il carico complessivo del condominio, il quale diviso per il numero di appartamenti ha permesso di ricavare la potenza disponibile per la ricarica di ognuna delle n-batterie nel dato intervallo. Per ognuno degli n-appartamenti sono state calcolate in ogni intervallo la potenza di ricarica e di scarica, la prima come minimo tra la potenza disponibile per la ricarica e la potenza ammessa per la ricarica, intesa come la capacità residua della batteria, la seconda come minimo tra il carico complessivo di elettrodomestici più condizionatori dell'appartamento e la potenza ammessa per la scarica. Grazie a tali valori è stato calcolato non solo lo stato di carica di ognuna delle batterie in ciascun intervallo temporale ed il conseguente profilo di utilizzo, ma anche i valori di potenza e dunque di energia, da essa assorbiti o erogati. Sommando dunque la potenza assorbita dalla batteria al carico di elettrodomestici e condizionatori nelle ore di produzione, e sottraendo la potenza erogata dalla batteria a tali carichi nelle ore serali, si è ottenuto in ogni quarto d'ora il valore di potenza prelevata rete e di conseguenza il relativo profilo giornaliero, il quale differisce dal profilo di consumo che rappresenta il semplice andamento dei carichi senza specificare se essi siano alimentati dalla rete o dalla batteria.

E' bene notare che nell'analisi è stato tenuto conto di come la somma dei carichi di elettrodomestici, condizionatori e batteria non debba mai superare il limite contrattuale di potenza dell'appartamento in nessuno degli intervalli temporali considerati.

Confrontando dunque in ogni intervallo il profilo di prelievo giornaliero di gennaio con il relativo profilo medio di produzione fotovoltaica, si è ottenuto il profilo di energia condivisa quarto d'ora per quarto d'ora, ed il valore di energia complessivamente condivisa durante la giornata, ottenuto come somma dei valori di energia condivisi nei singoli intervalli. Lo stesso procedimento è stato ripetuto per tutti i mesi dell'anno consentendoci di ottenere per ognuno di essi il profilo giornaliero di prelievo di potenza e dunque di energia dalla rete, e soprattutto il profilo ed il valore complessivo di energia condivisa giornaliero, quest'ultimo valore in particolare, moltiplicato per il numero di giorni del relativo mese, ha permesso di stimare l'energia condivisa mensile ed il conseguente incentivo, utili ad effettuare una chiara valutazione dell'efficacia del sistema di accumulo nel massimizzare il ritorno economico previsto.

I risultati di tale confronto verranno descritti nei paragrafi seguenti, evidenziando le differenze in termini di energia condivisa e di incentivo riconosciuto, tra il caso base e il caso con accumulo nelle due configurazioni da 3 e 5 kWh. Per quanto concerne i costi è bene notare come i sistemi di accumulo per impianti fotovoltaici, rientrino nelle categorie di beni sui quali è applicato il regime agevolato per l'iva al 10%. Infine analizzando le spese sostenute per l'acquisto e i relativi benefici in termini ricavo economico, verrà valutata la convenienza di questa scelta e i tempi necessari per il rientro dall'investimento a lungo termine.

E' bene notare come nelle rappresentazioni del terzo capitolo venga preso in considerazione il carico totale di ciascun appartamento e dell'intero edificio durante la giornata, che in assenza di sistemi di accumulo coincide con il profilo della potenza prelevata dalla rete. Avendo a che fare con un sistema di accumulo, vedremo come la potenza venga assorbita in determinate ore, e successivamente utilizzata per alimentare i carichi dell'edificio, evitando dunque che venga prelevata dalla rete. Ciò significa che, a meno delle perdite dovute al rendimento della batteria, la potenza (e dunque l'energia) complessivamente prelevata dalla rete a fine giornata risulta sostanzialmente uguale a quella del caso base. La stessa cosa non vale però per il profilo di potenza prelevata dalla

rete, il quale non coincide più con il profilo di carico totale dell'appartamento, l'utilizzo della batteria infatti, comporta lo spostamento dei consumi di potenza da un punto ad un altro della giornata. Vi saranno dunque degli aumenti di potenza prelevata nelle ore di produzione fotovoltaica, a cui seguiranno maggiori percentuali di condivisione, e dei buchi nella potenza prelevata nelle ore serali, in cui il fabbisogno dell'edificio viene coperto dalle batterie.

4.1.1 Il KNX come sensore intelligente

Abbiamo visto come lo *Smart Sensor* sia un dispositivo capace di regolare i flussi di energia in ingresso e uscita dalla batteria, in funzione della produzione fotovoltaica e dei carichi da alimentare, nel nostro caso abbiamo scelto di avvalerci di un modello noto come KNX. Si tratta di un protocollo di comunicazione adatto a svariate applicazioni nel campo della raccolta, gestione e analisi di dati riguardanti il consumo di energia. Questo è caratterizzato da un costo contenuto ed un elevato potenziale in termini di prestazioni, che può essere sfruttato per implementare un sistema di controllo automatizzato dei carichi all'interno di edifici residenziali e appartamenti, così da ridurre i consumi e rendere più efficiente l'utilizzo dell'energia, o come nel nostro caso regolare l'utilizzo delle batterie e degli inverter, sulla base delle informazioni rilevate dai POD stessi delle abitazioni e dell'impianto fotovoltaico.

Grazie al KNX, le funzioni di Smart Sensor e di controllore BMS sono state quindi riunite in un unico dispositivo, che risulta collegato a tutte le batterie, permettendone la gestione e il controllo dello stato di carica in ogni momento. Inoltre il KNX tiene conto del limite di potenza contrattuale di ogni appartamento, evitandone il superamento.

Per tale investimento si è ipotizzato un costo totale di circa 3400 € per l'intero edificio, comprensivo del modulo BMS e degli Smart Sensor per i singoli appartamenti, corrispondente dunque a 425 € per ogni appartamento.

4.2 Il sistema di accumulo da 3 kWh

Nell'ipotesi di poter trascurare le spese per l'installazione e la manutenzione, si è stimato un costo di acquisto del kit per il sistema di accumulo da 3 kWh, pari a circa 2157 €, come mostrato in Tabella 11. Il costo dell'investimento complessivo nell'ipotesi di dotare ognuno degli 8 appartamenti di un proprio kit, risulta pari dunque a 17.256 €.

Componente	Costo [€] (Iva inclusa al 10 %)
Batteria al litio da 3 kWh	1.223
Inverter ibrido monofase da 3 kW	509
Smart Sensor + modulo di controllo BMS KNX	425
Kit completo per l'appartamento N-1	2157

Tabella 11 Voci di costo del sistema di accumulo da 3 kWh

Dall'osservazione del profilo medio di consumo aggregato dell'edificio per il mese di gennaio, è possibile notare come la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico risulti interamente autoconsumata a livello virtuale, infatti la combinazione dei carichi elettrodomestici e dei condizionatori copre già in gran parte la curva di produzione, la taglia da 3 kWh scelta, risulta quindi più che sufficiente al nostro scopo. Considerata la Figura 28, raffigurante lo stato di carica della batteria installata nell'appartamento N-1, notiamo come il suo andamento giornaliero medio a gennaio non raggiunga nemmeno il 70%, segno che la batteria può ancora accumulare energia e non è sfruttata al massimo del suo potenziale.

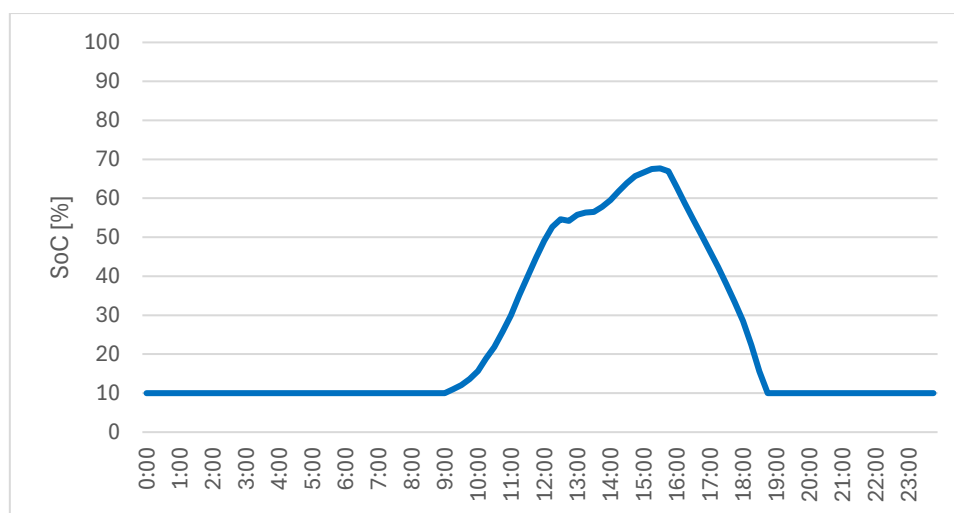


Figura 28 Stato di carica della batteria dell'appartamento N-1 nella generica giornata di gennaio

Le batterie dei singoli appartamenti combinate corrispondono a 24 kWh totali, che considerato il vincolo sullo stato di carica minimo, scendono a 21,6 kWh effettivi di capacità disponibile durante la giornata, grazie ai quali viene raggiunta una percentuale

di condivisione dell'energia prodotta pari al 100%. Come si evince dal grafico di Figura 29, il profilo della potenza prelevata dalla rete presenta un buco di poco più di 2 ore, tra le 15:45 e le 18:00, in cui i carichi dell'edificio sono interamente alimentati dal sistema distribuito di batterie, grazie all'energia che è stata accumulata nelle ore di produzione fotovoltaica.

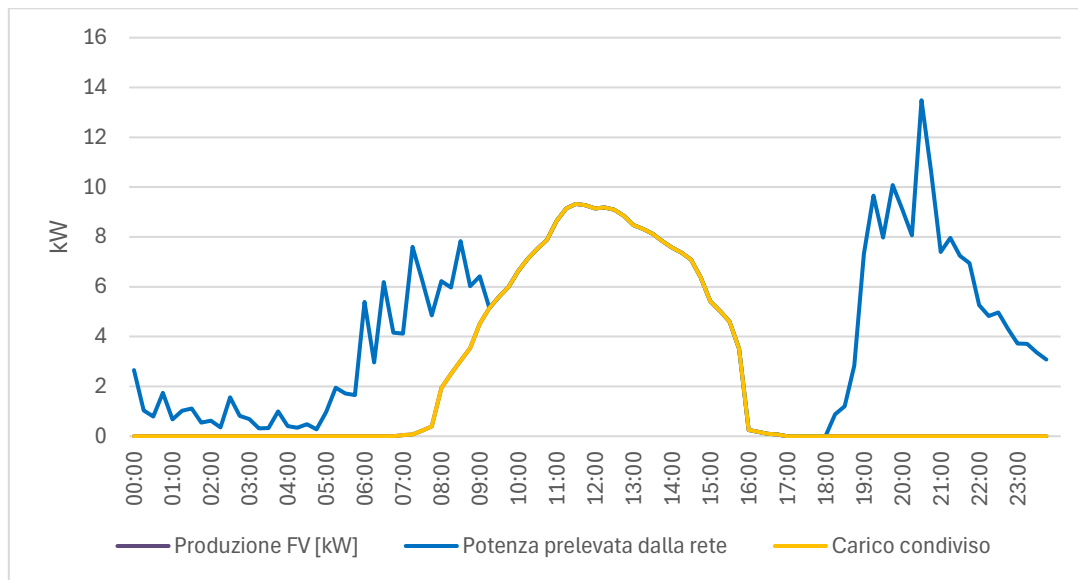


Figura 29 Confronto tra i profili di potenza di produzione fotovoltaica, di potenza prelevata e di potenza condivisa dell'edificio per il mese di gennaio (Batteria da 3kWh)

Il corrispettivo per l'energia condivisa risulta quindi il massimo ottenibile, pari a 6,46 € al giorno, che per l'intero mese corrispondono a 200,12 €, ben 54,57 € in più rispetto al caso base senza alcun tipo di accumulo.

La stessa percentuale di condivisione viene registrata per novembre e dicembre, e seppur leggermente inferiore anche il 97 % di febbraio risulta pienamente soddisfacente. Avendo dunque raggiunto il massimo dell'incentivo si potrebbe pensare che la taglia da 3 kWh sia la soluzione più adatta per il nostro investimento, tuttavia un rapido confronto mostra come tale batteria raggiunga il 100% dello stato di carica a luglio (Figura 30), senza però permetterci di condividere tutta l'energia prodotta (Figura 31).

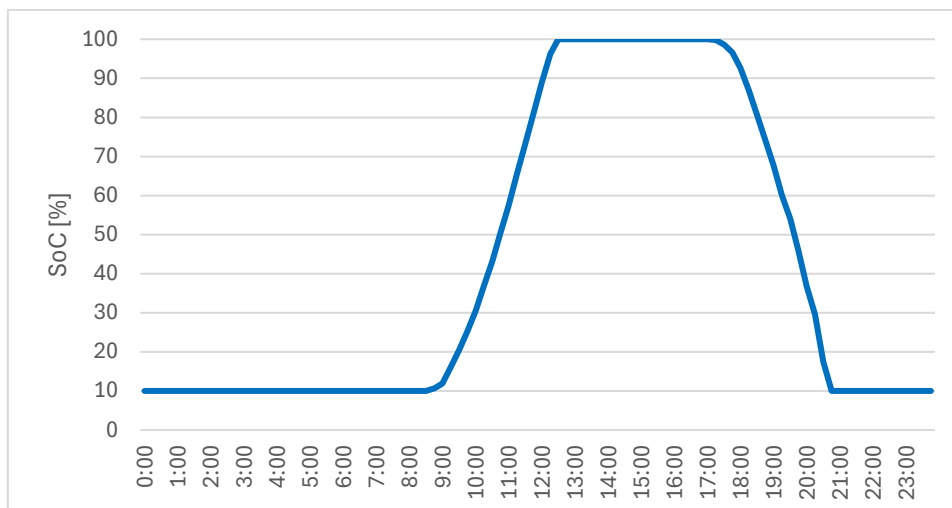


Figura 30 Stato di carica della batteria dell'appartamento N-1 nella generica giornata di luglio

La percentuale di energia condivisa infatti, è pari al 79% dei 98,03 kWh prodotti giornalmente, il cui riconoscimento si attesta sui 9,29 € al giorno, che sommati a fine mese fanno 288,07 € totali. Si tratta quindi di un aumento di 84,58 € rispetto al caso base, tuttavia se si considerano i 364,67 € che verrebbero riconosciuti con il 100% della condivisione, è chiaro come vi sia ancora un ampio margine di guadagno.

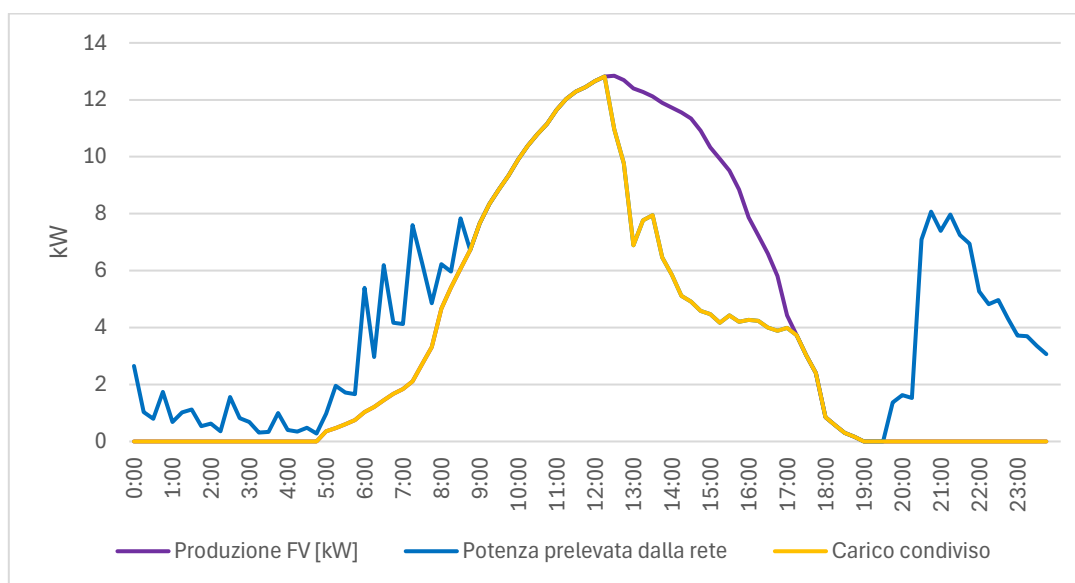


Figura 31 Confronto tra i profili di potenza di produzione fotovoltaica, di potenza prelevata dalla rete e di potenza condivisa dell'edificio per il mese di luglio (Batteria da 3 kWh)

Si tratta dunque di cifre ancora migliorabili, che scendono ulteriormente se si prendono in considerazione i mesi primaverili, a causa dei consumi molto ridotti e delle grandi quantità di potenza prodotta. A marzo la condivisione si attesta infatti sul 66%, ma è aprile

il mese peggiore (Figura 32), dove la percentuale scende drasticamente al 60%, con un riconoscimento di 211,49 € al mese, molto lontano dai 351,93 € che si otterrebbero con la condivisione totale dell'energia prodotta.

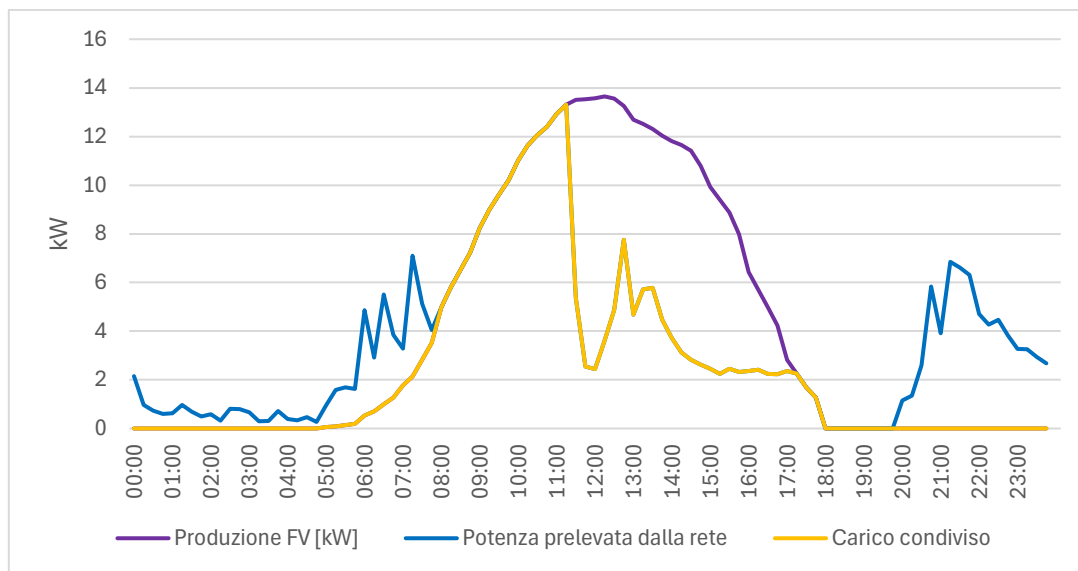


Figura 32 Confronto tra i profili di potenza di produzione fotovoltaica, di potenza prelevata dalla rete e di potenza condivisa dell'edificio per il mese di aprile (Batteria da 3 kWh)

Di seguito la Tabella 12, che illustra oltre i valori di energia condivisa, la percentuale di condivisione rispetto alla produzione fotovoltaica e l'incentivo mensile riconosciuto, nel caso si utilizzi una batteria da 3 kWh.

Mese	Produzione fotovoltaica [kWh]	Energia condivisa [kWh]	Percentuale di condivisione	Incentivo riconosciuto [€]
Gennaio	1668	1668	100 %	200,12
Febbraio	1990	1936	97 %	232,36
Marzo	2780	1837	66 %	220,46
Aprile	2933	1762	60 %	211,49
Maggio	2435	1858	76 %	222,93
Giugno	2744	2117	77 %	254,01
Luglio	3039	2401	79 %	288,07
Agosto	3027	2355	78 %	282,56
Settembre	2586	1983	77 %	237,97

Ottobre	2270	1693	75 %	203,20
Novembre	1624	1624	100 %	194,90
Dicembre	1648	1648	100 %	197,79
Totale 2024	28744	22882	80 %	2746

Tabella 12

Pur potendo ancora aumentare le prestazioni in termini di condivisione, risulta chiaro come l'utilizzo di una semplice batteria da 3 kWh, influenzi notevolmente il profilo energetico dell'edificio, come mostrato in Figura 33. I 22.882 kWh condivisi in un anno, a fronte di una produzione invariata, fanno sì infatti che la condivisione media cresca di circa 28 punti percentuali, arrivando ad un ottimo 80% di energia condivisa. In termini economici, ciò si traduce in 2746 € riconosciuti alla fine dell'anno, ben 938 € in più rispetto al caso base.

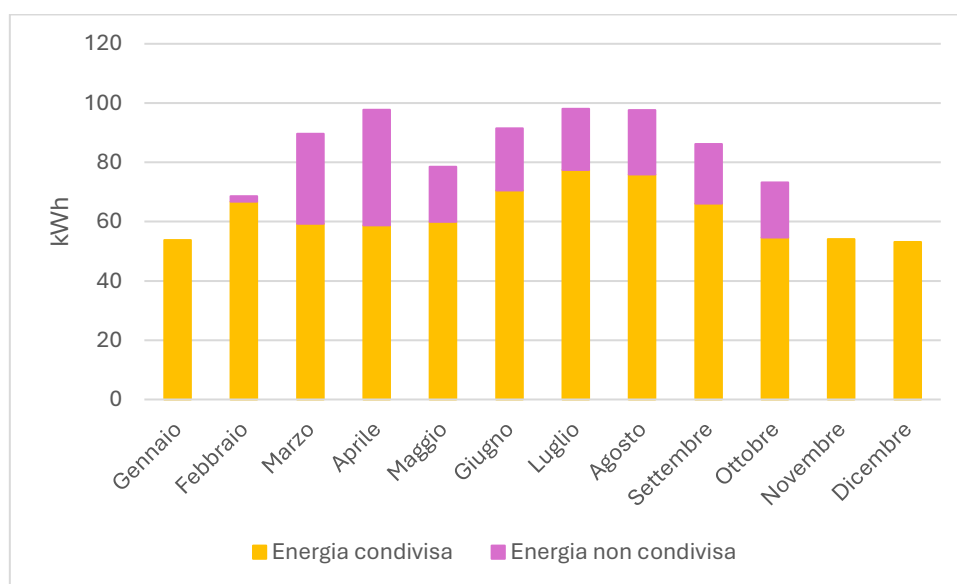


Figura 33 Energia condivisa con il sistema di accumulo da 3 kWh

Per quanto riguarda il costo delle bollette relative ai consumi, le cifre si attestano su valori simili a quelli del caso base, di seguito illustrati.

Appartamento N-1	Consumo [kWh]		Costo energia [€]	
	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	12,01	372,21	2,10	65,14

Febbraio	12,11	351,05	2,06	59,68
Marzo	9,98	309,43	1,70	52,60
Aprile	9,13	273,97	1,94	58,08
Maggio	9,13	283,14	1,94	60,02
Giugno	10,83	324,93	2,82	84,48
Luglio	12,11	375,26	3,15	97,57
Agosto	12,11	375,26	4,12	127,59
Settembre	10,83	324,93	3,68	110,48
Ottobre	9,13	283,12	2,20	68,23
Novembre	9,98	299,34	2,40	72,14
Dicembre	12,01	372,16	2,57	79,64
Totale 2024		3944,77		935,65

Tabella 13 Valori di energia consumata e relativo costo in bolletta per l'appartamento N-1

Appartamento N-4	Consumo [kWh]		Costo energia [€]	
Mese	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	13,64	422,74	2,39	73,98
Febbraio	13,73	398,31	2,33	67,71
Marzo	11,61	359,96	1,97	61,19
Aprile	10,76	322,87	2,28	68,45
Maggio	10,76	333,67	2,28	70,74
Giugno	12,46	373,83	3,24	97,20
Luglio	13,73	425,78	3,57	110,70
Agosto	13,73	425,78	4,67	144,77
Settembre	12,46	373,83	4,24	127,10
Ottobre	10,76	333,65	2,59	80,41
Novembre	11,61	348,24	2,80	83,92
Dicembre	13,64	422,69	2,92	90,45
Totale 2024		4541,35		1076,63

Tabella 14 Valori di energia consumata e relativo costo in bolletta per l'appartamento N-4

Appartamento N-8	Consumo [kWh]		Costo energia [€]	
Mese	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	12,01	372,21	2,10	65,14
Febbraio	12,11	351,05	2,06	59,68
Marzo	9,98	309,43	1,70	52,60
Aprile	9,13	273,97	1,94	58,08
Maggio	9,13	283,14	1,94	60,02
Giugno	10,83	324,93	2,82	84,48
Luglio	12,11	375,26	3,15	97,57
Agosto	12,11	375,26	4,12	127,59
Settembre	10,83	324,93	3,68	110,48
Ottobre	9,13	283,12	2,20	68,23
Novembre	9,98	299,34	2,40	72,14
Dicembre	12,01	372,16	2,57	79,64
Totale 2024		6378,40		1512,41

Tabella 15 Valori di energia consumata e relativo costo in bolletta per l'appartamento N-8

Come anticipato per tutti gli appartamenti è presente un leggero aumento dei consumi, che influenza relativamente poco il profilo energetico dell'edificio e al quale corrisponde un aumento contenuto delle bollette, soprattutto se si considera che i costi al kWh ipotizzati per i vari mesi sono piuttosto pessimistici. Se si prende in esempio l'appartamento N-1, l'aumento dei consumi si attesta all'incirca sui 95 kWh, ai quali corrisponde circa 22 € in più sul totale delle spese di tutto l'anno, cifra tutto sommato accettabile se si considera la proporzione con il vantaggio economico derivante dalla condivisione dell'energia. A fronte infatti di un aumento della bolletta per l'appartamento del 2,5 % rispetto al caso base, si è ottenuto un aumento del riconoscimento per l'intero condominio pari al 52%, che verrà poi ridistribuito in base alla virtuosità dei consumatori tra i vari nuclei abitativi. Per quanto riguarda gli appartamenti N-2 ed N-3, gli aumenti in bolletta si attestano rispettivamente sul 2,2% e sul 1,5%, in linea con il nucleo N-1.

Di seguito un grafico che rappresenta l’andamento dell’indice di condivisione percentuale dell’intero edificio nel 2024, per il caso di un sistema di accumulo da 3 kWh.

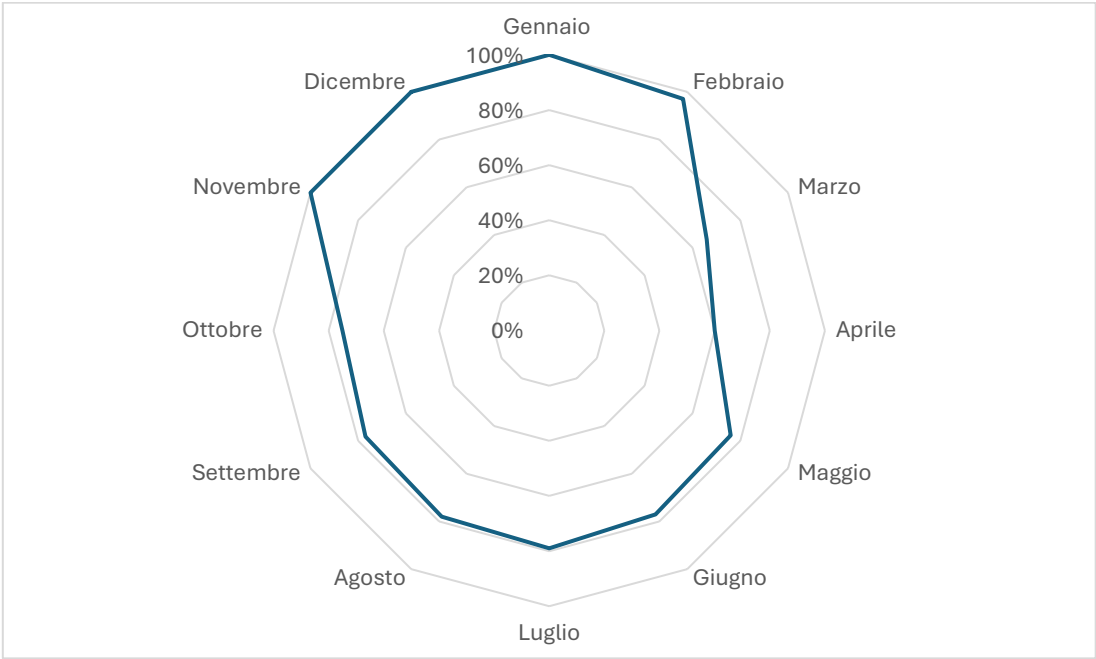


Figura 34 Indice di condivisione percentuale del 2024 (Batteria da 3 kWh)

4.3 Il sistema di accumulo da 5 kWh

Sempre nell’ipotesi di poter trascurare i costi di installazione e manutenzione, nel caso di un sistema di accumulo da 5 kWh si è stimato un costo di acquisto del kit pari a 3051 €, come mostrato in Tabella 16. Il costo dell’investimento complessivo nell’ipotesi di dotare ognuno degli 8 appartamenti di un proprio kit, risulta pari dunque a 24.408 €.

Componente	Costo [€] (Iva inclusa al 10 %)
Batteria al litio da 5 kWh	2.117
Inverter ibrido monofase da 3 kW	509
Smart Sensor + modulo di controllo BMS KNX	425
Kit completo per l'appartamento	3.051

Tabella 16 Voci di costo del sistema di accumulo da 5 kWh

Come previsto, la potenza prodotta dall'impianto fotovoltaico per il mese di gennaio, risulta interamente autoconsumata a livello virtuale, esattamente come nel caso precedente. Di conseguenza, anche il corrispettivo per l'energia condivisa risulta invariato, ciò che invece varia sono le batterie dei singoli appartamenti, le quali combinate corrispondono a 40 kWh totali, che considerato il vincolo sullo stato di carica minimo, scendono a 36 kWh effettivi di capacità disponibile durante la giornata. Considerando invece il mese di luglio, mostrato in Figura 35, notiamo che la percentuale di condivisione è salita di 15 punti percentuali, arrivando al 94%. Circa 92,6 kWh risultano quindi condivisi rispetto alla produzione di energia dell'impianto, per i quali vengono corrisposti 11,11 € al giorno. Il corrispettivo mensile si attesta quindi sui 344,46 €, ben 140,97 € in più rispetto al caso base e 56,39 € in più rispetto al caso da 3 kWh.

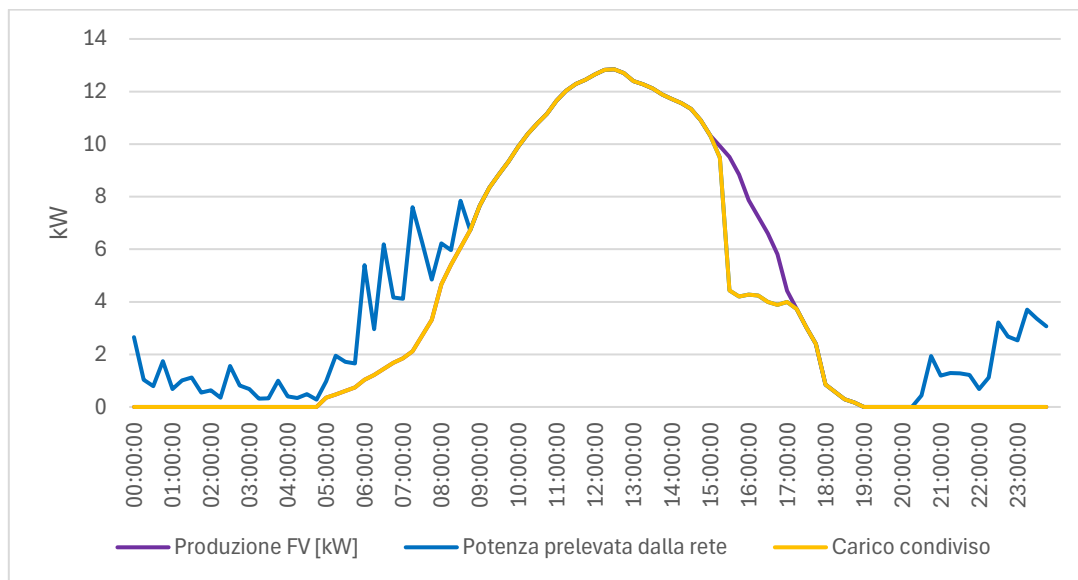


Figura 35 Confronto tra i profili di potenza di produzione fotovoltaica, di potenza prelevata dalla rete e di potenza condivisa dell'edificio per il mese di luglio (Batteria da 5 kWh)

Per quanto concerne gli altri mesi è possibile vedere come vi siano ancora delle porzioni di energia non condivisa, ma si tratta di valori molto bassi se paragonati al caso da 3 kWh e soprattutto al caso base, come evidenziato in Figura 36.

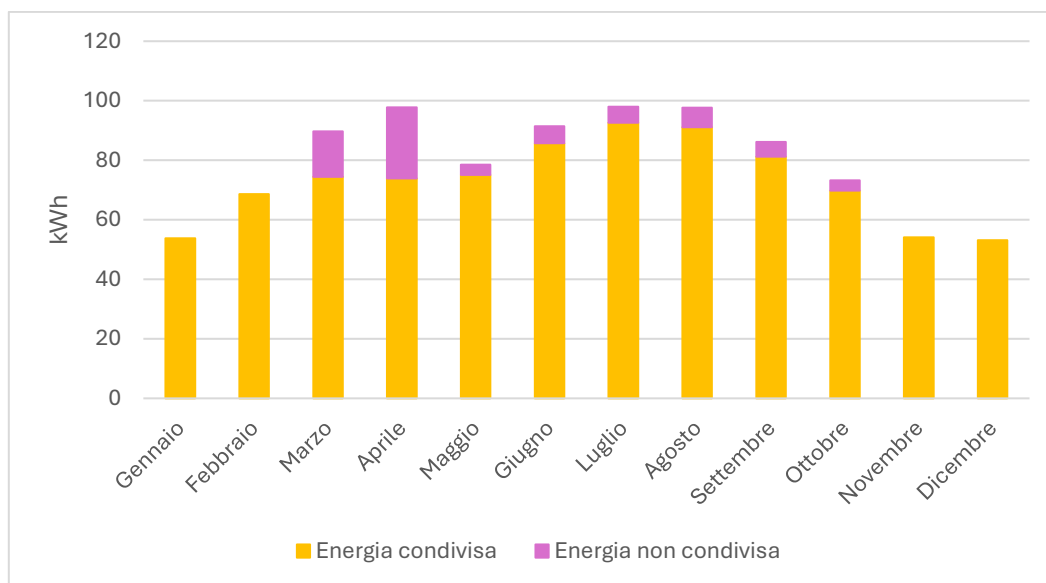


Figura 36 Energia condivisa con il sistema di accumulo da 5 kWh

Anche in questo caso, a causa dei consumi ridotti e dell'elevata produzione, le percentuali di condivisione più basse si riscontrano a marzo e ad aprile (Figura 37), che grazie ad un aumento del 17% e 16% rispetto al caso da 3 kWh, si attestano rispettivamente sull'83% e sul 76% di energia condivisa.

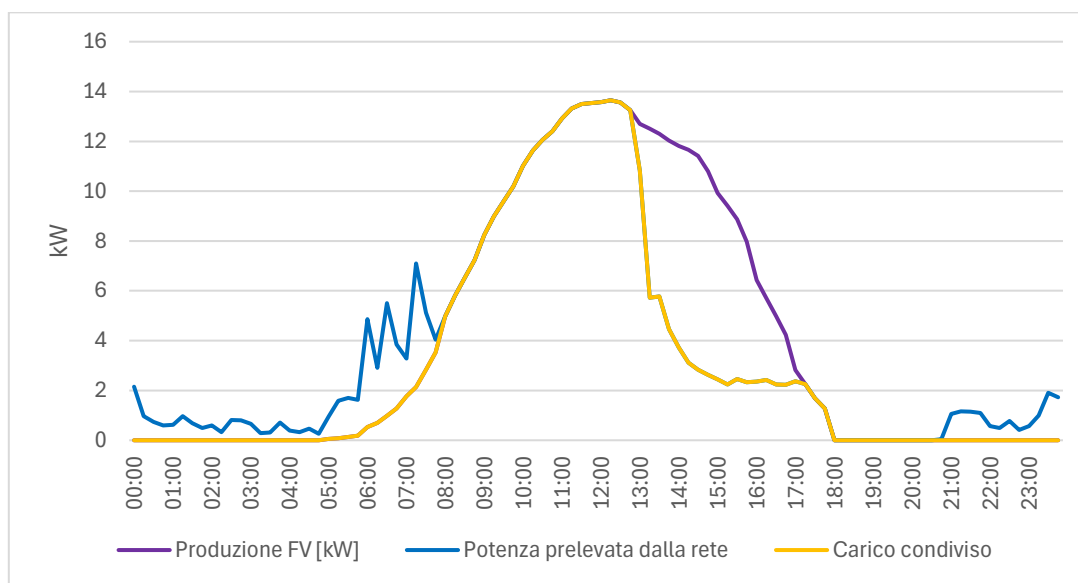


Figura 37 Confronto tra i profili di potenza di produzione fotovoltaica, di potenza prelevata dalla rete e di potenza condivisa dell'edificio per il mese di aprile (Batteria da 5 kWh)

Di seguito la Tabella 17, che illustra oltre i valori di energia condivisa, la percentuale di condivisione rispetto alla produzione fotovoltaica e l'incentivo mensile riconosciuto, nel caso si utilizzi una batteria da 5 kWh.

Mese	Produzione fotovoltaica [kWh]	Energia condivisa [kWh]	Percentuale di condivisione	Incentivo riconosciuto [€]
Gennaio	1.668	1.668	100 %	200,12
Febbraio	1.990	1.990	100 %	238,83
Marzo	2.780	2.307	83 %	276,85
Aprile	2.933	2.217	76 %	266,06
Maggio	2.435	2.328	96 %	279,32
Giugno	2.744	2.253	82 %	270,31
Luglio	3.039	2.871	94 %	344,46
Agosto	3.027	2.825	93 %	338,94
Settembre	2.586	2.438	94 %	292,54
Ottobre	2.270	2.163	95 %	259,59
Novembre	1.624	1.624	100 %	194,90
Dicembre	1.648	1.648	100 %	197,79
Totale 2024	28.744	26.331	92 %	3.159,71

Tabella 17

E' chiaro come la scelta di una taglia maggiore per la batteria rispetto al caso da 3 kWh, abbia portato ad un aumento di ben 12 punti percentuali sull'energia media condivisa annualmente, che si attesta al 92%. A fronte dei soliti 28.744 kWh prodotti, 26.331 kWh sono stati autoconsumati durante le ore, portando l'incentivo complessivamente maturato per l'energia condivisa a 3.159 €, circa 413 € in più rispetto al caso da 3 kWh, e ben 1351 € in più rispetto al caso base. Di seguito i valori dei consumi e i relativi costi in bolletta dei vari appartamenti.

Appartamento N-1	Consumo [kWh]		Costo energia [€]	
Mese	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	12,01	372,21	2,10	65,14
Febbraio	12,13	351,70	2,06	59,79
Marzo	10,17	315,16	1,73	53,58

Aprile	9,54	286,14	2,02	60,66
Maggio	9,56	296,30	2,03	62,81
Giugno	11,02	330,47	2,86	85,92
Luglio	12,29	380,98	3,20	99,06
Agosto	12,29	380,98	4,18	129,53
Settembre	11,02	330,47	3,75	112,36
Ottobre	9,32	288,84	2,25	69,61
Novembre	9,98	299,34	2,40	72,14
Dicembre	12,01	372,16	2,57	79,64
Totale 2024		4.004,75		950,24

Tabella 18 Valori di energia consumata e relativo costo in bolletta per l'appartamento N-1

Appartamento N-4	Consumo [kWh]		Costo energia [€]	
	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	13,64	422,74	2,39	73,98
Febbraio	13,76	398,97	2,34	67,83
Marzo	11,80	365,69	2,01	62,17
Aprile	10,95	328,41	2,32	69,62
Maggio	10,95	339,39	2,32	71,95
Giugno	12,65	379,37	3,29	98,64
Luglio	13,92	431,51	3,62	112,19
Agosto	13,92	431,51	4,73	146,71
Settembre	12,65	379,37	4,30	128,99
Ottobre	10,95	339,37	2,64	81,79
Novembre	11,61	348,24	2,80	83,92
Dicembre	13,64	422,69	2,92	90,45
Totale 2024		4.587,27		1.088,24

Tabella 19 Valori di energia consumata e relativo costo in bolletta per l'appartamento N-4

Appartamento N-8	Consumo [kWh]		Costo energia [€]	
Mese	Giornaliero	Mensile	Giornaliero	Mensile
Gennaio	19,45	602,87	3,40	105,50
Febbraio	19,57	567,48	3,33	96,47
Marzo	16,26	504,02	2,76	85,68
Aprile	14,87	461,03	3,15	97,74
Maggio	14,87	461,03	3,15	97,74
Giugno	17,65	529,43	4,59	137,65
Luglio	19,73	611,65	5,13	159,03
Agosto	19,73	611,65	6,71	207,96
Settembre	17,65	529,43	6,00	180,00
Ottobre	14,87	460,99	3,58	111,10
Novembre	16,07	482,11	3,87	116,19
Dicembre	19,45	602,82	4,16	129,00
Totale 2024		6.424,50		1.524,07

Tabella 20 Valori di energia consumata e relativo costo in bolletta per l'appartamento N-8

Anche in questo caso per tutti gli appartamenti è presente un leggero aumento dei consumi, che influenza relativamente poco il profilo energetico dell'edificio e il prezzo delle bollette. Se si prende in esempio l'appartamento N-1, l'aumento dei consumi si attesta all'incirca sui 155 kWh annui, ai quali corrisponde circa 37 € in più sul totale delle spese, cifra comunque accettabile se si considera la proporzione con il vantaggio economico derivante dalla condivisione dell'energia. A fronte infatti di un aumento della bolletta per l'appartamento del 4% rispetto al caso base, si è ottenuto un aumento del riconoscimento per l'intero condominio pari al 75%, che verrà poi ridistribuito in base alla virtuosità dei vari nuclei abitativi. Per quanto riguarda gli appartamenti N-2 ed N-3, gli aumenti in bolletta si attestano rispettivamente sul 3,3% e sul 2,3%, in linea con il nucleo N-1.

Di seguito un grafico che rappresenta l'andamento dell'indice di condivisione percentuale dell'intero edificio nel 2024, per il caso di un sistema di accumulo da 5 kWh.

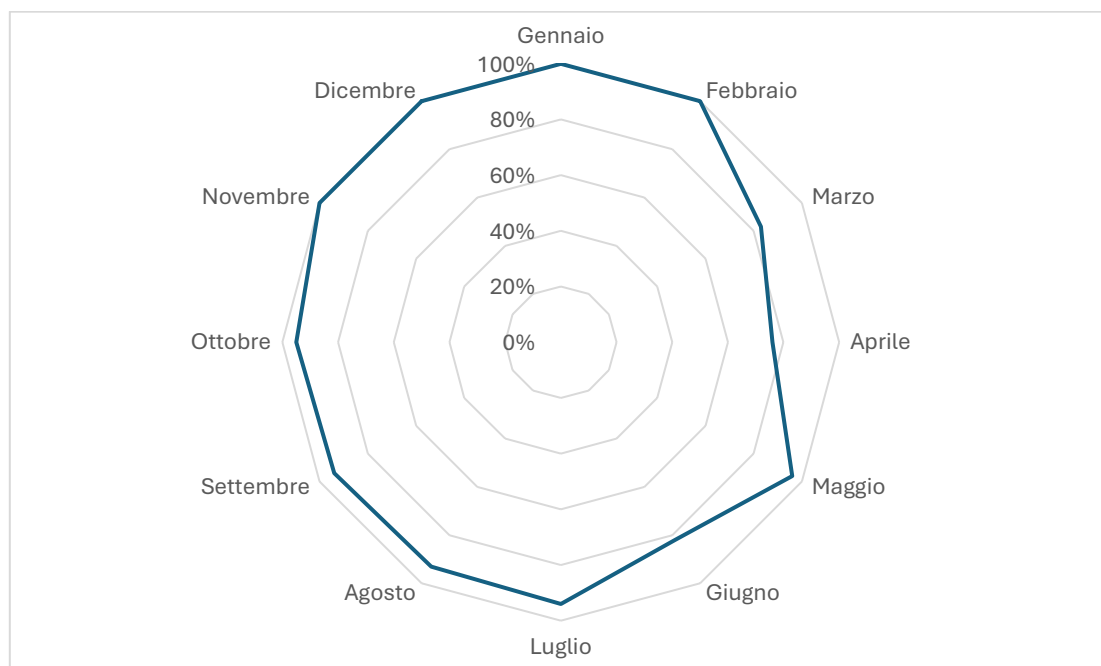


Figura 38 Indice di condivisione percentuale del 2024 (Batteria da 5 kWh)

5 Analisi dell'investimento economico

L'ultimo passo di questo studio consiste nel valutare i tempi necessari per rientrare dell'investimento, e la convenienza stessa in termini economici dei vari casi considerati, elencati in Tabella 21. Per tale analisi, considerati i trascurabili aumenti di consumo dei singoli appartamenti, si è deciso di non tenere conto della piccola crescita del costo della bolletta. Trattandosi di un valore estremamente variabile, legato ai consumi, al mercato e soprattutto alla tariffa scelta nel proprio contratto, esso può certamente differire dalle cifre ipotizzate nel nostro studio ed è perciò un parametro puramente indicativo, utile ad effettuare un confronto tra i vari casi.

Caso	Costo totale [€]
Base	18.000
Accumulo da 3 kWh	35.256
Accumulo da 5 kWh	42.408

Tabella 21

Il caso base prevede l'acquisto del solo impianto fotovoltaico, la spesa stimata è di circa 1000 € per ogni kW di potenza nominale, per un totale di 18.000 €, comprensivi del costo di modulo, struttura fissa e inverter di ogni singolo pannello, e del costo del quadro generale. Negli altri due casi, in aggiunta alla spesa base per l'impianto, è previsto il costo del sistema di accumulo, per un totale di 35.256 € e 42.408 €, rispettivamente nel caso da 3 kWh e 5 kWh. A questi costi iniziali bisogna aggiungere le spese per l'assicurazione dei dispositivi installati, e soprattutto per la manutenzione dei pannelli solari e dei sistemi di accumulo, fondamentale per allungarne il ciclo di vita e l'efficienza. Sotto tali condizioni, un pannello fotovoltaico può raggiungere infatti i 25/30 anni di operatività [34], mantenendo una efficienza accettabile. Diverso è il discorso per le batterie, le quali essendo più soggette all'usura, hanno una durata utile più breve, che può comunque arrivare a 10/15 anni, a patto di dotarle di un opportuno controllore BMS e di effettuare regolare manutenzione.

Per tenere conto del calo di prestazioni, sono stati adottati i seguenti coefficienti, che hanno permesso di adeguare su un periodo lungo 20 anni, sia i valori di energia prodotta, sia la capacità della batteria:

- **Coefficiente di decadimento della producibilità:** corrisponde ad una riduzione annua dello 0,5% rispetto all'energia prodotta nell'anno precedente;
- **Coefficiente di degradazione della batteria:** corrisponde ad una riduzione annua del 3% della capacità nominale della batteria stessa.

Come si può vedere dalla Figura 39, sotto la seconda ipotesi la capacità della batteria scende al 70% dopo circa 10/11 anni, per arrivare infine intorno al 40% al termine dei 20 anni.

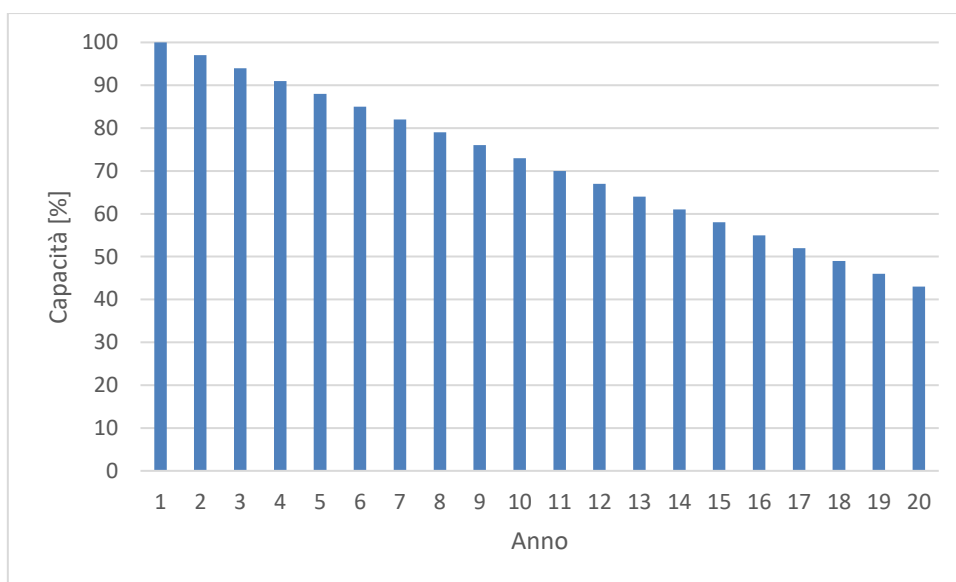


Figura 39 Calo della capacità della batteria sul periodo di 20 anni

Dato lo stretto legame tra la capacità della batteria ed il valore dell'energia condivisa, per adeguare il valore di quest'ultima di anno in anno, si è scelto di utilizzare il medesimo coefficiente di degradazione. Nel particolare, è stata considerata la quota di energia condivisa nel 2024, associata al solo sistema di accumulo, illustrata in Tabella 22, sulla quale è stata poi applicata una riduzione annua del 3%. Tali valori, sono stati sommati alla quota di energia condivisa associata ai consumi del caso base, pari al 52%, permettendoci di ottenere così la quota totale di energia condivisa, rispetto all'energia prodotta di anno in anno (Figura 40).

Caso	Percentuale di condivisione annua associata		
	Consumi base	Accumulo distribuito	Totale
Base	52%	0%	52%
Accumulo (3 kWh)	52%	28%	80%
Accumulo (5 kWh)	52%	40%	92%

Tabella 22 Percentuali di condivisione del 2024

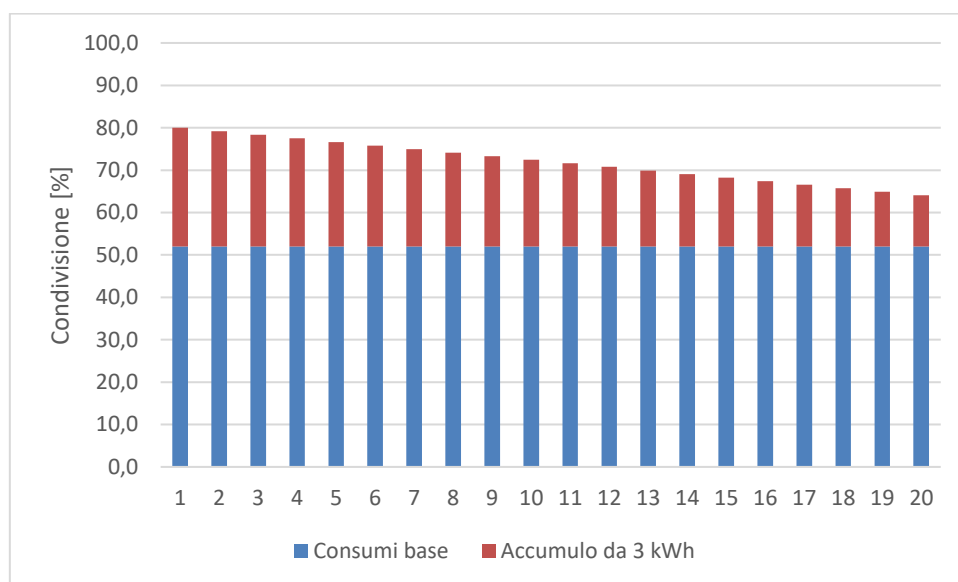


Figura 40 Calo della percentuale di condivisione dell'energia sul periodo di 20 anni (Batteria da 3 kWh)

E' bene specificare che si tratta di una semplificazione molto forte, che non tiene conto né dello sfruttamento ridotto della batteria nei mesi invernali, né di eventuali cambiamenti nei profili di carico, che possono influenzare i valori di condivisione nelle ore di produzione, ed ha infatti l'unico scopo di tenere in conto la degradazione del sistema di accumulo nel computo finale dei ricavi economici. Sotto tali ipotesi è stata dunque effettuata stima dei ricavi dalla vendita dell'energia e dalla condivisione, sulla durata di 20 anni, basata su alcune considerazioni relative al prezzo zonale e all'incentivo, di seguito descritte.

Anzitutto sono stati presi in considerazione gli incentivi stimati, per i vari casi analizzati nel corso dell'anno, come si può vedere in Figura 41, il corrispettivo mensile e annuo per l'energia condivisa cresce sensibilmente con l'adozione dei sistemi di accumulo.

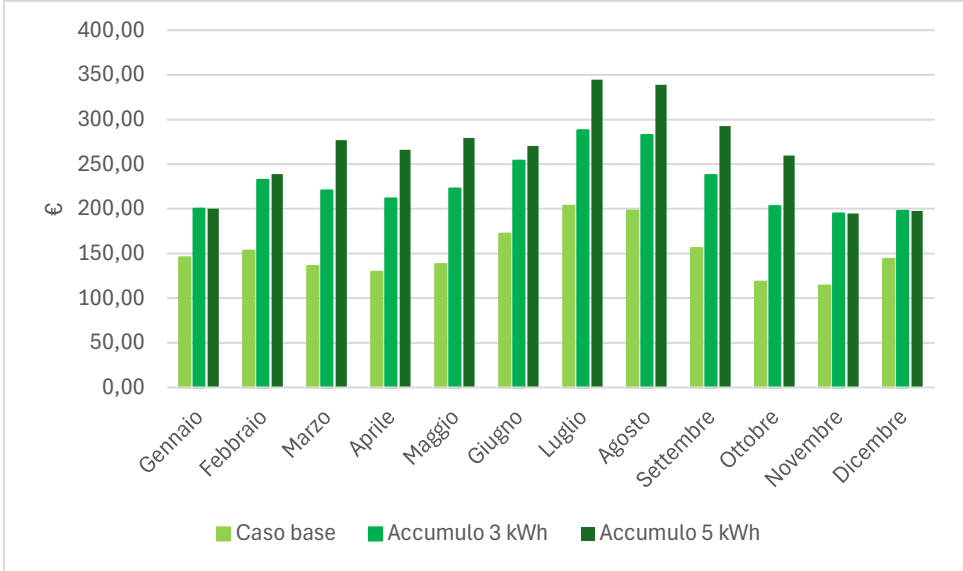


Figura 41 Corrispettivi mensili del 2024 per l'energia condivisa

I valori ottenuti sono ovviamente legati al valore medio dell'incentivo al MWh del 2024, il cui valore non è costante ed è legato al prezzo zonale dell'energia elettrica, che a sua volta dipende dal PUN. Seppur destinato a sparire per lasciar posto ai prezzi zonali regionali, il PUN è un indice utile a descrivere l'evoluzione del mercato negli ultimi anni, che può permetterci di fare qualche previsione sull'andamento del prezzo zonale nel futuro.

Anno	2024	2023	2022	2021	2020
PUN [€]	108,52	127,24	303,95	125,46	38,92
Prezzo zonale Sardegna [€]	106,2	123,24	286,97	123,58	38,97

Tabella 23

A conferma dell'imprevedibilità del PUN e del prezzo zonale, vediamo come i valori degli ultimi 5 anni, descritti in Tabella 23, siano estremamente variabili e soggetti a forti cambiamenti, ragion per cui, per valutare la convenienza dell'investimento sono state considerate 3 ipotesi, descritte in Tabella 24. Queste tengono conto della relazione tra il prezzo zonale e l'incentivo al MWh, il quale dipende infatti da una quota variabile, che come abbiamo visto può massimizzare o meno il valore riconosciuto.

Ipotesi	Prezzo zonale	Incentivo [€/MWh]
1	Prezzo zonale ≤ 140 €/MWh	120 €/MWh
2	$140 \text{ €/MWh} < \text{Prezzo zonale} \leq 160 \text{ €/MWh}$	100 €/MWh
3	Prezzo zonale ≥ 180 €/MWh	80 €/MWh

Tabella 24

In totale dunque sono stati adottati 9 scenari differenti, combinando i 3 casi sviluppati e i 3 andamenti del mercato ipotizzati, in modo da ottenere una previsione eterogenea sul futuro dell'ipotetico impianto e della configurazione di autoconsumo. Infine è stato ipotizzato un caso ideale, che sulla base della prima ipotesi, indica una stima di quale dovrebbe essere il costo dei sistemi di accumulo che possa garantire un tempo di rientro dell'investimento uguale a quello del caso base.

Per tutti gli scenari è stato adottato un metodo di valutazione dei risparmi energetici, in cui è previsto l'utilizzo dei seguenti indicatori economici [35]:

- **Flusso di cassa:** rappresenta la differenza tra i ricavi e i costi sostenuti per l'intervento
- **VAN:** il Valore Attuale Netto rappresenta la ricchezza generata dall'investimento iniziale, se raggiunge un valore positivo significa che l'investimento nella sua vita non solo ripaga il suo costo, ma porta in aggiunta un guadagno, viceversa un VAN negativo comporta una perdita economica, dal momento che l'investimento iniziale non viene recuperato;
- **DPBT (Discounted Pay-Back Time):** il tempo di ritorno attualizzato rappresenta il numero di anni necessari perché i risparmi e i ricavi conseguiti eguaglino il costo iniziale dell'intervento, tenendo conto della correzione del valore temporale del denaro considerando i flussi di cassa attualizzati.

Nel particolare sono stati considerati i flussi di cassa attualizzati [36], necessità dovuta al fatto che un flusso di cassa proiettato nel futuro è inferiore al medesimo valore generato nel presente. Tali cifre sono state ottenute attraverso una specifica formula (30), che prevede di moltiplicare ciascuno dei flussi di cassa annui per un fattore di attualizzazione. Per quanto riguarda il DPBT, questo è stato calcolato per ogni i-esimo anno, come

differenza tra il costo complessivo di intervento, e la somma dei flussi di cassa attualizzati fino all'i-esimo anno stesso. Di seguito le variabili e le formule utilizzate:

Variabili

- Costo complessivo dell'intervento (I_0), comprende il costo iniziale e i costi sostenuti nell'arco di vita utile, quali manutenzione e assicurazione;
- Valore attuale (VA), ovvero il valore presente di un flusso futuro di costi e benefici, attualizzato mediante il tasso di attualizzazione (R). Nel nostro caso corrisponde ad un flusso di cassa attualizzato per l'i-esimo anno considerato, con un tasso di attualizzazione pari al 5%;
- Numero di anni rispetto al quale si effettua l'analisi economica (n);
- Flusso di cassa annuale (FC_i),

Formule

(30)

$$VA = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+R)^i}$$

(31)

$$VAN = VA - I_0 = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+R)^i} - I_0$$

(32)

$$DPBT_i = I_0 - \sum_{k=1}^i \frac{FC_k}{(1+R)^k}$$

E' bene notare che nell'analisi i flussi di cassa sono stati ottenuti nel corso del tempo, sottraendo i costi di manutenzione e assicurazione alla somma dei ricavi dalla vendita e dalla condivisione dell'energia.

5.1 Caso base

Nel caso base viene considerato solamente l'impianto fotovoltaico come costo iniziale di intervento, mentre per i flussi di cassa in ingresso consideriamo il ricavo dalla vendita dell'energia, al netto dei costi di manutenzione e assicurazione pari a 360 € l'anno. Tale guadagno dipende oltre che dal prezzo zonale considerato, dalla produzione del fotovoltaico, che come abbiamo visto cala negli anni a causa del decadimento dell'impianto (Figura 42). A questi bisogna aggiungere il riconoscimento per la condivisione dell'energia, dipendente a sua volta dall'incentivo e dal profilo di consumo dell'edificio. Non potendo prevedere le abitudini di utilizzo dei carichi degli inquilini del condominio, si è deciso di prendere come riferimento per il periodo di 20 anni la percentuale di condivisione stimata per il 2024, pari nel caso senza accumulo al 52% dell'energia prodotta dall'impianto.

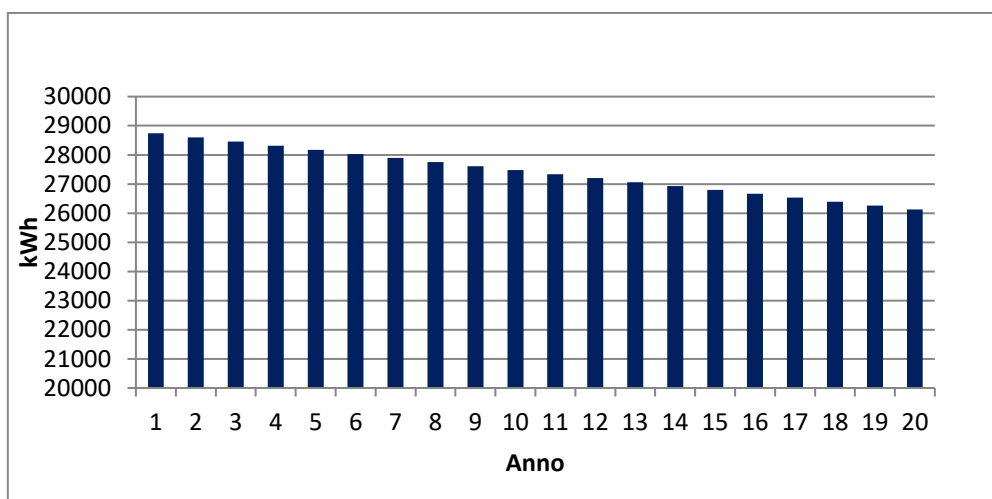


Figura 42 Produzione dell'impianto fotovoltaico sul periodo di 20 anni

Sotto l'ipotesi che il prezzo zonale si mantenga sui 108,52 €/MWh e che l'incentivo sia dunque pari a 120 €/MWh, abbiamo un tempo di rientro attualizzato dell'investimento di circa 5 anni (Figura 43). A fronte infatti di un investimento iniziale di 18.000 €, dal quinto anno in poi abbiamo maturato un VAN positivo, che al termine del periodo di previsione si attesta sui 35.637 €. Tenuto conto che i flussi di cassa considerati, sono ottenuti sottraendo ai guadagni annuali le spese di manutenzione e assicurazione, ciò significa che nel corso di 20 anni abbiamo ottenuto un guadagno lordo di 53.637 €, come somma dei flussi di cassa attualizzati. Di questi il 63% deriva dalla vendita, mentre il 37% dalla condivisione dell'energia.

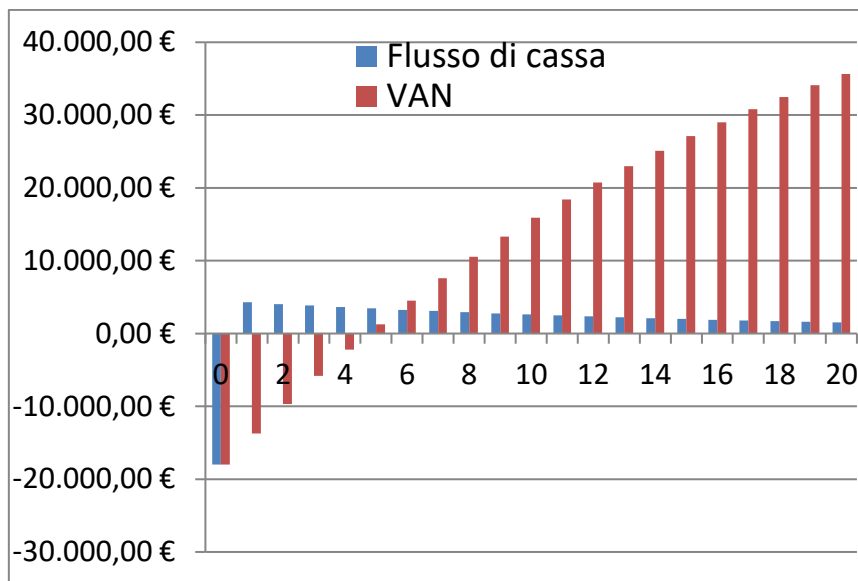


Figura 43 Previsione economica per la prima ipotesi

Se considera la seconda ipotesi, stabilito un prezzo zonale di 160 €/MWh e un incentivo di 100 €/MWh, abbiamo un tempo di rientro attualizzato di circa 4 anni (Figura 44). Dal quarto anno in poi abbiamo maturato un VAN positivo, che al termine del periodo di previsione si attesta sui 49.432 €. Ciò significa che nel corso di 20 anni abbiamo ottenuto un guadagno lordo di 67.432 €, di cui il 75% derivante dalla vendita ed il 25% dalla condivisione dell'energia.

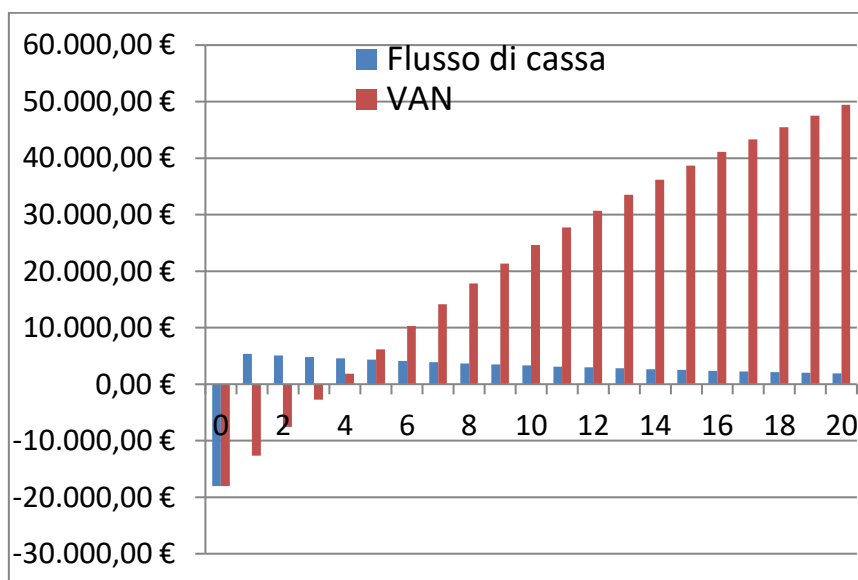


Figura 44 Previsione economica per la seconda ipotesi

Infine per la terza ipotesi, stabilito un prezzo zonale di 180 €/MWh e un incentivo minimo di 80 €/MWh, abbiamo sempre un tempo di rientro attualizzato di circa 4 anni (Figura 45). Dal quarto anno in poi abbiamo maturato un VAN positivo, che al termine del periodo di previsione si attesta sui 52.601 €. Ciò significa che nel corso di 20 anni abbiamo ottenuto un guadagno lordo di 70.601 €, di cui l'81% ricavato dalla vendita ed il 19% dalla condivisione dell'energia.

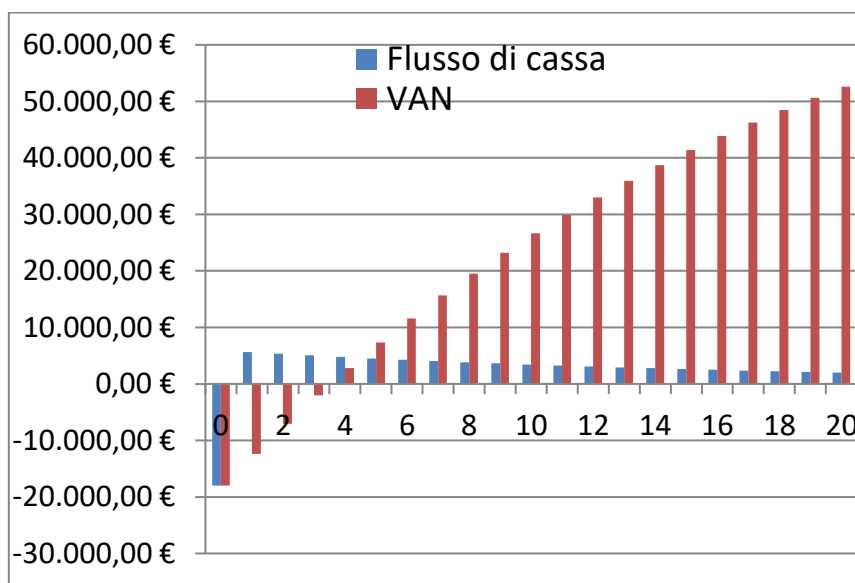


Figura 45 Previsione economica per la terza ipotesi

E' interessante notare come, pur avendo come contropartita una riduzione dell'incentivo sull'energia condivisa, il tempo di rientro diminuisca al crescere del prezzo zonale di vendita dell'energia. Tale andamento è spiegato dal fatto che la quantità di energia prodotta è sempre maggiore di quella condivisa, quindi a fronte di un riconoscimento ridotto si ha un maggior ricavo dalla vendita dell'energia.

5.2 Caso con sistema di accumulo da 3 kWh

In questo caso viene considerato un costo di intervento iniziale di 35.256 €, comprensivo dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo distribuito da 3 kWh. Mentre i ricavi dalla vendita dell'energia restano invariati, il corrispettivo riconosciuto cambia in maniera notevole, data infatti la maggior percentuale di condivisione, abbiamo che l'energia incentivata ha un maggior peso nel determinare sia l'andamento dei flussi di cassa, sia quello del VAN. Ad un aumento del prezzo zonale corrisponde comunque una diminuzione dei tempi di rientro dell'investimento, ma in maniera meno marcata rispetto

al caso base. Il costo quasi doppio dell'investimento iniziale, comporta infatti un maggior tempo necessario affinché il VAN diventi positivo, pur avendo un maggior corrispettivo annuale per l'energia condivisa.

Sotto l'ipotesi che il prezzo zonale si mantenga sui 108,52 €/MWh e che l'incentivo sia pari a 120 €/MWh, abbiamo un tempo di rientro attualizzato dell'investimento di circa 9 anni (Figura 46). Il VAN al termine del periodo di previsione si attesta sui 27.265 €, ciò significa che nel corso di 20 anni abbiamo ottenuto un guadagno lordo di 62.520 €, derivanti per il 55% dalla vendita e per il 45% dalla condivisione dell'energia.

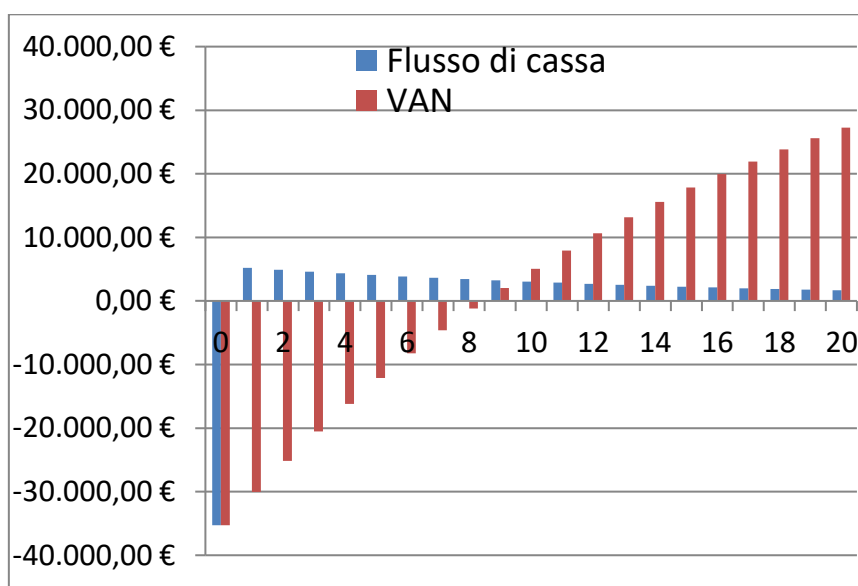


Figura 46 Previsione economica per la prima ipotesi

Nella seconda ipotesi, stabilito un prezzo zonale di 160 €/MWh ed un incentivo di 100 €/MWh, il tempo di rientro si accorcia a 7 anni (Figura 47). Il VAN al termine del periodo di previsione sia attesta sui 39.579 €, nel corso di 20 anni abbiamo quindi ottenuto un guadagno lordo di circa 74.835 €, di cui il 68,5% derivanti dalla vendita ed il 31,5% dalla condivisione dell'energia.

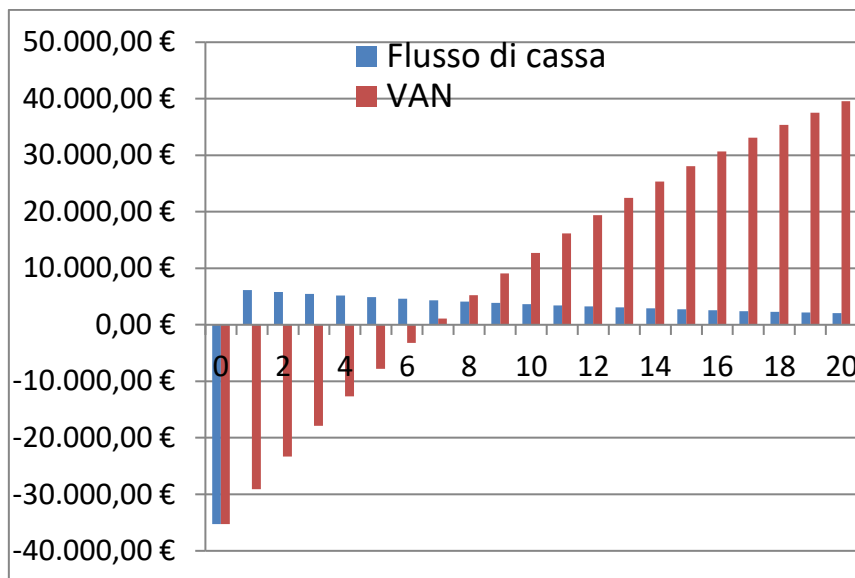


Figura 47 Previsione economica per la seconda ipotesi

Il tempo di rientro si mantiene sui 7 anni anche con la terza ipotesi (Figura 48), con un prezzo zonale di 180 €/MWh ed un incentivo di 80 €/MWh. Il VAN si attesta sui 41.267 €, a fronte di un guadagno lordo di circa 76.523 € sul periodo totale di osservazione, di questi il 75% provengono dalla vendita, mentre il 25% dalla condivisione dell'energia.

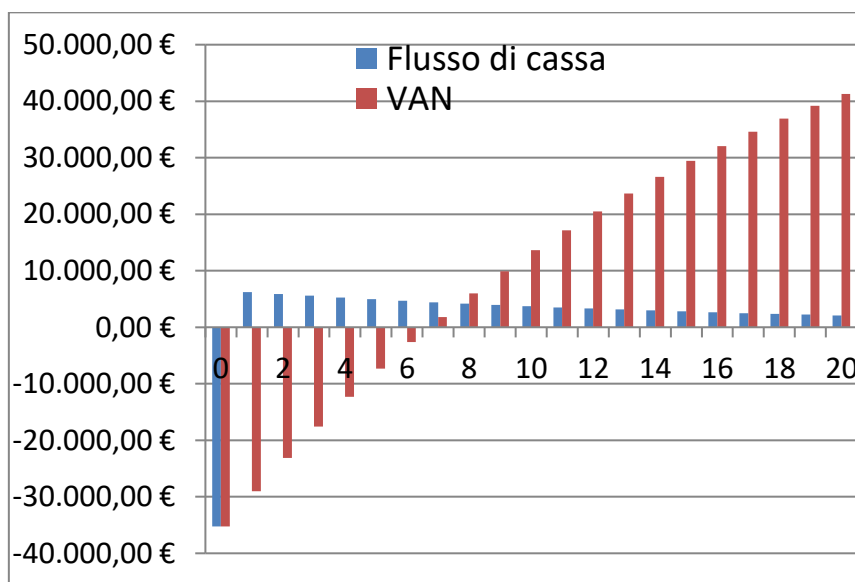


Figura 48 Previsione economica per la terza ipotesi

Come anticipato in precedenza, il peso percentuale dell'energia sul guadagno lordo complessivo è cresciuto rispetto al caso base, come mostrato in Tabella 25.

Ipotesi	Caso base	Accumulo (3 kWh)	Aumento rispetto al caso base
1	37%	45%	8%
2	25%	31,5%	6,5%
3	19%	25%	6%

Tabella 25 Peso percentuale dell'energia condivisa sul calcolo del guadagno lordo

5.3 Caso con sistema di accumulo da 5 kWh

Nell'ultimo caso viene considerato un costo di intervento iniziale di 42.408 €, comprensivo dell'impianto fotovoltaico e del sistema di accumulo distribuito da 5 kWh. Come prevedibile i ricavi dalla vendita dell'energia restano invariati, essendo l'impianto di produzione sempre lo stesso, il corrispettivo riconosciuto invece aumenta ulteriormente. Data infatti la maggior capacità della batteria e la maggior percentuale di condivisione ottenuta, l'energia incentivata ha ancora più peso nel determinare sia l'andamento dei flussi di cassa, sia quello del VAN. Ad un aumento del prezzo zonale corrisponde comunque una diminuzione dei tempi di rientro dell'investimento, ma in maniera meno marcata rispetto al caso base. Il costo quasi doppio dell'investimento iniziale, comporta infatti un maggior tempo necessario affinché il VAN diventi positivo, pur avendo un maggior corrispettivo annuale per l'energia condivisa.

Sotto l'ipotesi che il prezzo zonale si mantenga sui 108,52 €/MWh e che l'incentivo sia pari a 120 €/MWh, abbiamo un tempo di rientro attualizzato dell'investimento di circa 10 anni (Figura 49). Il VAN al termine del periodo di previsione si attesta sui 23.921 €, ciò significa che nel corso di 20 anni abbiamo ottenuto un guadagno lordo di 66.329 €, il 52% derivante dalla vendita ed il 48% dalla condivisione dell'energia.

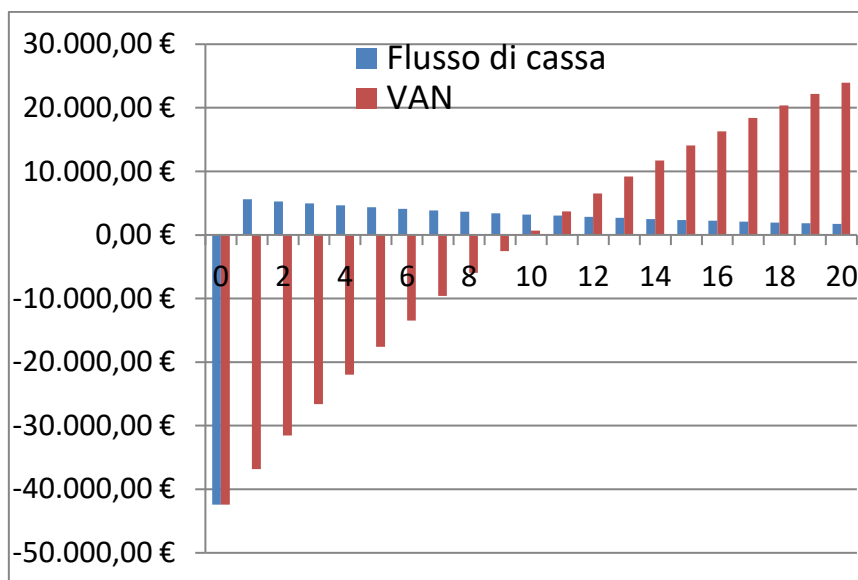


Figura 49 Previsione economica per la prima ipotesi

Considerando la seconda ipotesi, con un prezzo zonale di 160 €/MWh ed un incentivo di 100 €/MWh, il tempo di rientro attualizzato scende a 8 anni (Figura 50). Il VAN al termine del periodo si attesta sui 35.600 €, il guadagno lordo è pari dunque a 78.008 €, di cui il 66% ricavato dalla vendita ed il 34% dalla condivisione dell'energia.

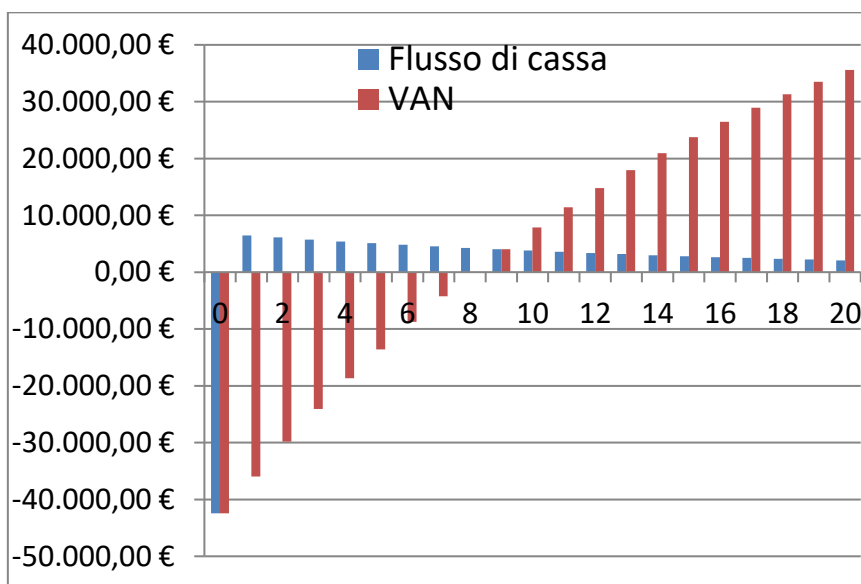


Figura 50 Previsione economica per la seconda ipotesi

Per la terza ipotesi, stabilito un prezzo zonale di 180 €/MWh ed un incentivo di 80 €/MWh, notiamo che il tempo di rientro attualizzato è sempre di 8 anni (Figura 51). Il VAN al termine di tale periodo si attesta a poco più 36.654 €, mentre il guadagno lordo

risulta pari a circa 79.062 €, derivante per il 73% dalla vendita ed il 27% dalla condivisione di energia.

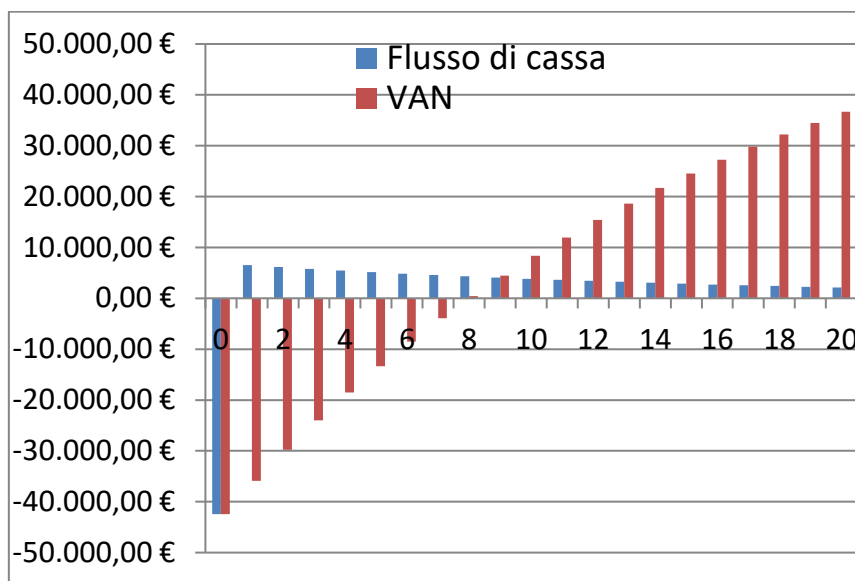


Figura 51 Previsione economica per la terza ipotesi

Dal confronto dei valori ottenuti, notiamo dunque come il peso percentuale dell'energia sul guadagno lordo complessivo, abbia avuto una ulteriore crescita rispetto al caso base, come mostrato in Tabella 26. Se confrontiamo le percentuali raggiunte nel caso da 3 kWh e quelle del caso da 5 kWh, abbiamo un aumento nel secondo caso pari al 3% nella prima ipotesi, al 2,5% nella seconda ipotesi e al 2% nella terza ipotesi.

Ipotesi	Caso base	Accumulo (5 kWh)	Aumento rispetto al caso base
1	37%	48%	11%
2	25%	34%	9%
3	19%	27%	8%

Tabella 26 Peso percentuale dell'energia condivisa sul calcolo del guadagno lordo

Tali percentuali confermano come l'utilizzo di un sistema di accumulo distribuito assicuri un ritorno dell'investimento economico, seppur con tempi dilatati rispetto al caso base, dovuti ai maggiori costi iniziali. E' bene inoltre ricordare che i ricavi dalla vendita dell'energia sono puramente indicativi e potrebbero non corrispondere alla realtà, sono infatti stime che provano a simulare sviluppi futuri riguardanti le fluttuazioni del mercato e la produzione del nostro impianto. Come abbiamo visto nel terzo capitolo, le ore in cui

il prezzo zonale scende ai minimi valori possono infatti corrispondere ai momenti di maggior produzione dell'impianto fotovoltaico, influenzando pesantemente il ricavo dalla vendita dell'energia. Ciò non vale invece per l'energia condivisa, per la quale nel caso peggiore è assicurato un incentivo minimo di 80 €/MWh, garantito per 20 anni. Questo permette comunque di ottenere un cospicuo riconoscimento a prescindere dall'andamento prezzo zonale, a patto ovviamente di concentrare i consumi nelle ore di maggior produzione, anche grazie ai sistemi di accumulo. Se poi il prezzo zonale dovesse mantenersi nel futuro al di sotto dei 140 €/MWh, vi sarebbe un vantaggio ancora maggiore, dal momento che l'incentivo si attesterebbe sui 120 €/MWh.

5.4 Caso ideale

In questo caso è stata considerata la prima ipotesi in cui il prezzo zonale sia pari a 108,52 €/MWh e l'incentivo si attesti sui 120 €/MWh, mantenendo come parametro fisso il tempo necessario per rientrare delle spese relativo al caso base. Ipotizzando inoltre che restino invariati i costi dell'impianto fotovoltaico, delle spese di manutenzione e di assicurazione, abbiamo stimato quale debba essere il costo di acquisto del sistema di accumulo che ci consenta di mantenere il tempo di rientro pari a 5 anni, sia nel caso si acquisti una batteria da 3 kWh, sia nel caso se ne acquisti una 5 kWh. In Tabella 27 vengono mostrati i costi per entrambi i casi, relativi al kit per il singolo appartamento e all'investimento totale per l'intero edificio. Ricordiamo che la voce di costo più alta del sistema di accumulo è quella della batteria, ma all'interno del costo complessivo del kit, sono compresi anche il modulo di controllo BMS, lo *smart sensor* e l'inverter.

Caso	Costo singolo kit	Costo totale
Accumulo da 3 kWh	600 €	4.800 €
Accumulo da 5 kWh	800 €	6.400 €

Tabella 27

Da tale analisi emerge che, se si acquistasse un sistema di accumulo da 3 kWh e si volesse mantenere il tempo di rientro dell'investimento pari a 5 anni sotto le condizioni ipotizzate in precedenza, il costo del singolo kit dovrebbe essere all'incirca 600 €. Dunque il costo del sistema di accumulo dovrebbe diminuire del 72,2%, ben 1.557 € in meno rispetto alla cifra ipotizzata nel quarto capitolo, pari a 2157 €.

Per quanto riguarda l'acquisto di un sistema di accumulo da 5 kWh, il costo del singolo kit necessario a mantenere il tempo di rientro dell'investimento pari a 5 anni, dovrebbe attestarsi sugli 800 €. Si tratta di una diminuzione del 73,8%, corrispondente a ben 2.551 € in meno rispetto ai 3.051 € preventivati nel quarto capitolo.

Questi numeri sono molto lontani dai costi attuali e tengono conto del degrado delle batterie e del calo del loro rendimento, è bene notare tuttavia come vi siano due fattori in particolare che influenzano il prezzo di tali dispositivi:

- Aumento delle prestazioni;
- Diminuzione del costo di produzione.

Negli ultimi anni lo sviluppo tecnologico ha portato non solo ad un miglioramento delle prestazioni dei dispositivi in termini di rendimento e di degradazione, ma anche alla ricerca di nuovi materiali e prodotti che hanno permesso di allungare il ciclo di vita delle batterie e la loro efficienza. Tale ricerca, unitamente all'abbassamento dei costi di produzione ha portato ad un calo dei costi di acquisto dei sistemi di accumulo, in particolare i prezzi delle batterie agli ioni di litio sono diminuiti dell'82% dal 2013 al 2023, anno in cui hanno raggiunto il minimo storico toccando i 139 \$/kWh sul mercato americano [37]. Non sappiamo come la situazione evolverà nel futuro, ma l'andamento degli ultimi 10 anni ci permette di ipotizzare che si raggiunga un livello tecnologico e un calo dei costi tali da avvicinarci realisticamente alle cifre stimate, a patto ovviamente che le ipotesi fatte sul mercato dell'energia elettrica restino valide.

Conclusioni

Il lavoro svolto si è concentrato su più aspetti legati allo sviluppo di una comunità di autoconsumo diffuso, partendo dalla descrizione dettagliata della normativa sono state evidenziate le differenze tra le varie modalità di configurazione e i parametri sui quali stabilire i riconoscimenti economici, fondamentali per incoraggiare la partecipazione dei cittadini. Attraverso un caso mirato, relativo ad un gruppo di autoconsumo collettivo, sono state analizzate la produzione fotovoltaica dell'impianto fotovoltaico ad esso afferente e i ricavi dalla vendita dell'energia, dimostrando quanto questi dipendano dall'andamento del mercato e del prezzo zonale. Sotto l'ipotesi che tali ricavi siano a disposizione della comunità realizzata nell'edificio in questione, è stato deciso di aggregarli alla tariffa incentivante spettante alla configurazione di autoconsumo.

Abbiamo così potuto considerare un riconoscimento economico complessivo a beneficio dell'intero condominio, al quale poi è seguito lo sviluppo di due casi, riguardanti un ipotetico sistema di accumulo distribuito che permettesse di massimizzare l'energia condivisa e il relativo incentivo.

Infine è stato esplorato l'ambito economico, ipotizzando tre scenari futuri del mercato dell'energia elettrica, è stata effettuata una analisi dei flussi di cassa del gruppo di autoconsumo su un periodo di previsione di 20 anni, che ha permesso di stimare i tempi di rientro e la convenienza di ognuna degli interventi ipotizzati. Ciò ha portato alla conclusione che i costi attuali dei sistemi di accumulo sono ancora troppo alti per garantire dei tempi accettabili per il rientro dell'investimento in questione, la cui convenienza economica è inferiore in termini di ricavi finali rispetto alla sola installazione di un impianto fotovoltaico. Ciò è ancor più evidente se ci si pone dal punto di vista dei clienti finali che devono sostenere l'acquisto dei sistemi di accumulo, i quali hanno ovviamente la necessità di valutare i vantaggi e benefici in termini economici, e stabilire se questi siano sufficienti a giustificare il costo dell'investimento sul lungo termine.

A tal proposito è stato proposto un approfondimento finalizzato a determinare quanto dovrebbero diminuire i costi di tali dispositivi, non solo al fine di stabilirne o meno la convenienza economica, ma anche per ottenere dei tempi di rientro delle spese in linea con quelli che si avrebbero acquistando solamente un impianto fotovoltaico. Se anche

oggi la tecnologia che riguarda questi ultimi è infatti matura, lo stesso non si può dire per i sistemi di accumulo ancora in pieno sviluppo, i quali tuttavia potrebbero raggiungere nel futuro prestazioni e costi di produzione, tali da permetterne l'acquisto con la consapevolezza non solo di avere una solida convenienza economica, ma soprattutto la garanzia di un rientro dell'investimento in tempi ragionevoli.

E' bene osservare che l'analisi economica è stata sviluppata per l'intero edificio e la stima del corrispettivo economico non scende nel dettaglio per quanto riguarda le percentuali relative ai singoli nuclei abitativi, ciò dipende non solo dai consumi degli appartamenti, ma anche dagli accordi stipulati all'interno della comunità tra il referente e gli stessi inquilini. Tale aspetto potrebbe essere approfondito attraverso un ulteriore studio, che permetta di stabilire quale sia il contributo di ciascuno di essi alla condivisione dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, sia l'effettivo riconoscimento spettante a ciascuno di essi sulla base dei costi sostenuti, qualora non equamente condivisi, per l'acquisto dell'impianto fotovoltaico condominiale.



Bibliografia

- [1] «Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici», Consilium. Disponibile su: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/paris-agreement-climate/>
- [2] «L'energia e il Green Deal». Disponibile su: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_it
- [3] «“Pronti per il 55%”: il piano dell'UE per una transizione verde», Consilium. Disponibile su: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/fit-for-55/>
- [4] «Realizzare il Green Deal europeo - Commissione europea». Disponibile su: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_it
- [5] «Aumento dei prezzi dell'energia dal 2021», Consilium. Disponibile su: <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/energy-prices-2021/>
- [6] «Prezzi dell'energia e sicurezza dell'approvvigionamento», Consilium. Disponibile su: <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/energy-prices-and-security-of-supply/>
- [7] C. dei deputati, «Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza», Documentazione parlamentare. Disponibile su: <https://temi.camera.it/leg19/pnrr.html>
- [8] «Piano per la ripresa dell'Europa - Commissione europea». Disponibile su: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/recovery-plan-europe_it
- [9] «Piano Nazionale Ripresa e Resilienza», mimit.gov.it. Disponibile su: <https://www.mimit.gov.it/it/pnrr/piano>
- [10] «Clean energy for all Europeans package». [Online]. Disponibile su: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en
- [11] C. dei deputati, «Energie rinnovabili Sviluppo economico e politiche energetiche», Documentazione parlamentare. Disponibile su: <https://temi.camera.it/leg18/post/i-principali-contenuti-della-direttiva-red-ii.html>
- [12] «DIRETTIVA (UE) 2018/ 2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO - dell'11 dicembre 2018 - sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili».
- [13] «Mercato interno dell'energia elettrica (a partire dal 2021) | EUR-Lex». Disponibile su: <https://eur-lex.europa.eu/IT/legal-content/summary/internal-market-in-electricity-from-2021.html>



- [illegible]

- autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/autoconsumatori-a-distanza
- [24] S. Daniela, «DECRETO CACER e TIAD – Regole operative per l’accesso al servizio per l’autoconsumo diffuso e al contributo PNRR».
- [25] «Le altre configurazioni». Disponibile su: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/le-altre-configurazioni>
- [26] «Comunità energetiche rinnovabili». Disponibile su: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/comunit%C3%A0-energetiche-rinnovabili>
- [27] «Decreto CER.pdf».
- [28] G. Sitzia, M. C. Roscia, M. Valerii, e E. Ghiani, «Integrating Energy Communities and Digital Condominiums with KNX Technology», in *2024 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, Trento, Italy: IEEE, set. 2024, pp. 1–6. doi: 10.23919/AEIT63317.2024.10736760.
- [29] «Corrispettivi e tariffa». Disponibile su: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/corrispettivi-e-tariffa>
- [30] «PVGIS background information - European Commission». Disponibile su: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-background-information_en
- [31] M. Di Somma, M. Dolatabadi, A. Burgio, P. Siano, D. Cimmino, e N. Bianco, «Optimizing virtual energy sharing in renewable energy communities of residential users for incentives maximization», *Sustain. Energy Grids Netw.*, vol. 39, p. 101492, set. 2024, doi: 10.1016/j.segan.2024.101492.
- [32] «Ritiro dedicato». Disponibile su: <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato>
- [33] «RID_TO_PMG_DTF.pdf». Disponibile su: https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Servizi%20per%20te/RITIRO%20DEDICATO/Regole%20e%20procedure/RID_TO_PMG_DTF.PDF
- [34] «Durata di un impianto fotovoltaico: qual è il suo ciclo di vita?», Servicetec. Disponibile su: <https://servicetec.it/durata-impianto-fotovoltaico-ciclo-di-vita/>
- [35] «Risparmi energetici: come valutare se un investimento è conveniente», Ingenio. Disponibile su: <https://www.ingenio-web.it/articoli/metodologie-di-valutazione-dei-risparmi-energetici/>

- [36] «Blog | Cloud Finance». Disponibile su:
<https://www.cloudfinance.it/attualizzazione-dei-flussi-di-cassa-futuri.html?srsId=AfmBOopYzXrUEQIRjFAcvmxYxddASRaYd9Kty6geP5ndJUo1zus1kGRK>
- [37] HDblog.it, «Crolla il costo dei sistemi di accumulo e aumentano le previsioni di crescita». Disponibile su:
<https://www.hdblog.it/green/articoli/n582103/calco-costo-batterie-lfp-crescita-rinnovabili/>
- [38] G. Murgia (Dottore in Informatica Applicata e Data Analytics, Università degli Studi di Cagliari) «Codice per l'implementazione della funzione di interpolazione». Disponibile su:
https://drive.google.com/drive/folders/1Dcoa0oGpHjK0V5t4swSm4dre2dDkAuKf?usp=drive_link



Appendice

Di seguito il codice utilizzato per l'implementazione della funzione di interpolazione nel terzo capitolo, per approfondimenti consultare il link alla fonte numero 38 dell'indice bibliografico.

```
def interpolate(data):
    ore = np.arange(24)
    tempi_quarto = np.linspace(0, 23, 24 * 4)
    interp_fun = interp1d(ore, data, kind='linear')
    valori_quarto = interp_fun(tempi_quarto)
    valori_quarto_norm = valori_quarto.copy()
    for i in range(24):
        indices = slice(i*4, i*4+4)
        somma_quarter = np.sum(valori_quarto[indices])
        if somma_quarter != 0:
            valori_quarto_norm[indices] *= data[i] / somma_quarter
        else:
            pass
    for i in range(24):
        indices = slice(i*4, i*4+4)
        print(f'Ora {i}: Valore orario = {data[i]:.2f}, Somma dei quarti
              {np.sum(valori_quarto_norm[indices]):.2f}")
    return valori_quarto_norm
```