



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

A.a. 2024/2025

Sessione di Laurea Ottobre 2025

Comunità energetiche e impianti rinnovabili

Analisi tecnico-economica di un ACCR condominiale

Relatori:

Prof. Spertino Filippo

Prof. Di Leo Paolo

Candidato:

Salvadori Fabio

Abstract

L'elaborato esamina la fattibilità tecnico-economica dell'autoconsumo elettrico in un condominio di Torino, confrontando quattro configurazioni: il caso con la sola produzione fotovoltaica (FV) senza accumulo, sistema FV integrato con batteria, Autoconsumo Collettivo da Fonti Rinnovabili (ACCR) con e senza batteria.

Il metodo integra dati empirici di consumo con una stima della produzione FV e impiega simulazioni comparative basate su indicatori di prestazione. La valutazione economica considera costi di investimento e operativi, quadro incentivante e orizzonte pluriennale, includendo analisi di sensitività.

I risultati mostrano che la sola FV riduce in modo misurabile prelievi e costi rispetto alla situazione iniziale, mentre l'integrazione di batteria e ACCR incrementa significativamente l'autoconsumo e la flessibilità gestionale, generando ulteriori benefici ambientali e una maggiore resilienza energetica dell'edificio. Pur richiedendo un esborso iniziale superiore, gli scenari con accumulo manifestano sostenibilità finanziaria alla luce degli incentivi e della progressiva riduzione dei costi tecnologici.

In conclusione, nei contesti condominiali urbani l'abbinata fotovoltaico con accumulo e ACCR condominiale emerge come soluzione promettente per accelerare la transizione energetica locale; rimangono opportuni approfondimenti su profili di carico più granulari, dimensionamento ottimale e possibili evoluzioni regolatorie.

Sommario

Abstract.....	1
Indice delle figure.....	5
Indice delle tabelle.....	7
Introduzione.....	8
1. Potenziale fotovoltaico in Italia: diffusione, risultati e prospettive	11
1.1 Dalla sperimentazione alla diffusione capillare.....	11
1.2 Produzione e caratteristiche della crescita italiana	11
1.3 Distribuzione territoriale, autoconsumo e prospettive future	13
2. Aspetti generali delle Comunità energetiche	15
2.1 Tipologie dei Gruppi di Autoconsumo	16
2.1.1 Autoconsumatore individuale a distanza.....	17
2.1.2 Gruppo di auto consumatori collettivi	19
2.1.3 Comunità energetiche rinnovabili.....	20
2.2 Procedura per la realizzazione di un gruppo di auto consumatori collettivi ..	22
2.2.1 Verifica dei presupposti normativi.....	22
2.2.2 Designazione del referente	23
2.2.3 Sottoscrizione dell'accordo interno	23
2.2.4 Attivazione della configurazione presso il GSE.....	24
2.3 Tipologia di impianti FER in una Comunità energetica	24
2.3.1 Impianti Fotovoltaici (FV).....	26
2.3.2 Sistemi di Accumulo (Storage Elettrochimico)	27
2.3.3 Impianti Mini-Eolici	27
2.3.4 Impianti a Biomasse e Biogas	28
2.3.5 Impianti Mini-Idroelettrici.....	29
2.4 Benefici apportati da una Comunità Energetica	30
2.4.1 Benefici energetici	30
2.4.2 Benefici economici	31
2.4.3 Benefici ambientali.....	33
2.4.4 Benefici sociali	33
3. Contesto normativo.....	35
3.1 RED II.....	37

3.2	Direttiva mercati o IEM (994/2019).....	39
3.3	Percorso regolatorio in Italia	41
3.3.1	Decreto Milleproroghe	42
3.3.2	Delibera ARERA 318/202/R/EEL	43
3.3.3	Decreto attuativo MiSE	48
4.	Caso studio di condominio con generatori FV integrati.....	50
4.1	Contesto edilizio torinese	50
4.2	Descrizione condominio in esame	51
4.3	Dimensionamento, producibilità ed analisi economica degli impianti fotovoltaici esistenti.....	53
4.3.1	Dimensionamento.....	54
4.3.2	Caratteristiche tecniche dell'impianto attuale	60
4.3.3	Analisi energetica	68
4.3.4	Analisi economica	72
4.3.5	Considerazioni conclusive.....	75
5.	Analisi tecnico-economica del caso studio.....	76
5.1	Metodologia di analisi tecnico-economica.....	76
5.1.1	Definizione dello scenario senza ACCR	76
5.1.2	Definizione degli scenari con ACCR.....	79
5.2	Scenario 1: impianto fotovoltaico con batteria di accumulo	84
5.2.1	Scelta inverter.....	84
5.2.2	Scelta batteria	85
5.2.3	Analisi energetica	87
5.2.4	Analisi economica	90
5.2.5	Considerazioni conclusive.....	92
5.3	Scenario 2: ACCR condominiale senza accumulo	93
5.3.1	Risultati energetici	93
5.3.2	Risultati economici.....	94
5.3.3	Considerazioni conclusive.....	95
5.4	Scenario 3: ACCR condominiale con accumulo	96
5.4.1	Risultati energetici	96
5.4.2	Risultati economici.....	98

5.4.3	Considerazioni conclusive.....	99
5.5	Confronto scenari di analisi.....	100
	Conclusioni.....	103
	Riferimenti.....	105
	Materiale supplementare.....	107

Indice delle figure

Figura 1. Evoluzione della potenza fotovoltaica installata in Italia	12
Figura 2. Evoluzione annua energia fotovoltaica in Italia	12
Figura 3. Potenza fotovoltaica installata per regione in Italia (2023)	13
Figura 4. Quota di autoconsumo dell'energia fotovoltaica in Italia.....	14
Figura 5. Descrizione delle tipologie di autoconsumo	17
Figura 6. Configurazione Gruppo di autoconsumo condiviso.....	20
Figura 7. Comunità energetica rinnovabile	22
Figura 8. Illustrazione del concetto di energia condivisa	44
Figura 9. Schema di autoconsumo fisico con connessione privata delle utenze all'impianto di produzione e unico punto di accesso alla rete pubblica.....	45
Figura 10. Schema di autoconsumo virtuale con connessione su rete pubblica tra utenze ed impianto	46
Figura 11. Condominio in esame.....	52
Figura 12. Condominio pre-installazione	54
Figura 13. Produzione e irradianza falda SUD	56
Figura 14. Irradianza e produzione falda SUD-EST	57
Figura 15. Irradianza e produzione falda EST.....	58
Figura 16. Confronto producibilità tra falde.....	59
Figura 17. Visione fronte retro del modulo fotovoltaico	60
Figura 18. Garanzia sulle prestazioni del modulo	61
Figura 19. Inverter Solis S5-GR3P8K.....	62
Figura 20. Disposizione moduli.....	65
Figura 21. Schema elettrico parte 1	66
Figura 22. Schema elettrico parte 2	67
Figura 23. Confronto tra produzione delle singole falde e consumi delle utenze	72
Figura 24. Suddivisione costi investimento.....	73
Figura 25. Andamento VAN Scenario 1	74
Figura 26. Curva di carico potenza 1,5 kW	80
Figura 27. Curva di carico 3,0 kW	80
Figura 28. Curva di carico 4,5 kW	81
Figura 29. Curva di carico 6,0 kW	81
Figura 30. Estratto da foglio profili energetici annuali (materiale supplementare).....	82
Figura 31. Inverter Solis S6-EH3P8K02-NV-YD-L	85
Figura 32. Confronto tra profilo di carico e produzione fotovoltaica giorno tipo di dicembre	89
Figura 33. Confronto tra profilo di carico e produzione fotovoltaica in una giornata tipo di luglio.....	90
Figura 34. VAN aggiornato con investimento aggiuntivo	91
Figura 35. Andamento VAN scenario 2	95
Figura 36. Confronto produzione rimanente e carico di un giorno tipo di gennaio	97

Figura 37. Confronto produzione rimanente e carico di un giorno tipo di luglio.....	98
Figura 38. Andamento VAN scenario 3	99
Figura 39. Confronto grafico scenari analizzati	101

Indice delle tabelle

Tabella 1. Consumi energetici dei servizi comuni condominiali POD Oropa.....	55
Tabella 2. Consumi energetici dei servizi comuni condominiali POD Pallanza	55
Tabella 3. Riepilogo produzione falda SUD	57
Tabella 4. Riepilogo produzione falda SUD-EST	57
Tabella 5. Riepilogo produzione falda EST.....	58
Tabella 6. Riepilogo dati confronto tra falde	59
Tabella 7. Scheda tecnica Longi Solar HiMo X6 LR5-54HTH425M [4]	61
Tabella 8. Scheda tecnica inverter Solis S5-GR3P8K [5]	62
Tabella 9. Verifiche accoppiamento modulo inverter	64
Tabella 10. Risultati energetici scala Oropa (falda SUD).....	68
Tabella 11. Risultati energetici scala Pallanza (falda SUD-EST).....	69
Tabella 12. Autoconsumo e autosufficienza “potenziali” - Scala Oropa.....	70
Tabella 13. Autoconsumo e autosufficienza “potenziali” - Scala Pallanza	71
Tabella 14. Elenco costi componenti impianto.....	73
Tabella 15. Valori economici progetto.....	73
Tabella 16. Flussi di cassa scenario attuale	75
Tabella 17. Specifiche tecniche inverter Solis S6-EH3P8K02-NV-YD-L [9].....	85
Tabella 18. Verifiche impianto-inverter	85
Tabella 19. Specifiche batteria Dyness 5.0C	86
Tabella 20. Verifica compatibilità inverter-batteria	87
Tabella 21. Autoconsumo e autosufficienza impianto OROPA.....	87
Tabella 22. Autoconsumo e autosufficienza impianto PALLANZA	88
Tabella 23. Costi nuovi dispositivi installati.....	90
Tabella 24. Riepilogo indici energetici caso con batteria	91
Tabella 25. Flussi di cassa scenario 1	92
Tabella 26. Riepilogo indici energetici scenario 2.....	93
Tabella 27. Riepilogo indici economici scenario 2.....	94
Tabella 28. Flussi di cassa scenario 2	95
Tabella 29. Riepilogo indici energetici scenario 3.....	96
Tabella 30. Riepilogo indici economici scenario 3.....	98
Tabella 31. Flussi di cassa scenario 3	99
Tabella 32. Confronto risultati economici scenari analizzati	100
Tabella 33. Confronto indici energetici scenari di analisi	102

Introduzione

Il presente elaborato si colloca all'interno del dibattito contemporaneo sulla transizione energetica e sulla necessità di ridurre progressivamente la dipendenza dalle fonti fossili, con particolare attenzione al contesto urbano italiano. In un'epoca segnata dalla crisi climatica, dall'instabilità geopolitica e dall'aumento dei costi dell'energia, la diffusione delle fonti rinnovabili rappresenta una delle principali soluzioni per coniugare sostenibilità ambientale, sicurezza energetica e sviluppo economico.

Negli ultimi anni la produzione di energia elettrica ha subito un processo di profonda trasformazione. Il modello tradizionale, basato su grandi centrali localizzate in aree periferiche e su un sistema di distribuzione centralizzato, sta lasciando progressivamente spazio a un paradigma più flessibile e decentralizzato. Questo mutamento non è solo tecnico, ma anche sociale e culturale: cittadini, imprese ed enti locali non sono più soggetti passivi, ma diventano attori attivi del sistema energetico, partecipando direttamente alla produzione, al consumo e alla gestione dell'energia.

Il cambiamento climatico, aggravato dall'aumento delle emissioni di gas serra, costituisce una delle principali sfide del nostro tempo. La comunità scientifica ha più volte sottolineato l'urgenza di ridurre drasticamente le emissioni di CO₂ per limitare il riscaldamento globale a 1,5 °C rispetto ai livelli preindustriali, come stabilito dall'Accordo di Parigi del 2015.

Parallelamente, la crescente instabilità geopolitica, evidenziata dalla crisi energetica innescata dal conflitto russo-ucraino del 2022, ha mostrato quanto sia rischioso per l'Europa mantenere una forte dipendenza dalle importazioni di gas naturale e petrolio. Questa situazione ha accelerato ulteriormente la spinta verso l'adozione delle energie rinnovabili, viste non solo come strumento ambientale, ma anche come mezzo di indipendenza energetica e di rafforzamento della sicurezza nazionale.

L'Unione Europea ha risposto a queste sfide definendo obiettivi ambiziosi con il Green Deal europeo e con il pacchetto legislativo "Fit for 55". Tra gli obiettivi principali vi sono:

- la riduzione del 55% delle emissioni di gas serra entro il 2030,
- il raggiungimento della neutralità climatica al 2050,

- l'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili fino ad almeno il 42,5% entro il 2030 [1].

In Italia, tali obiettivi sono stati recepiti attraverso il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e attraverso i finanziamenti del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), che prevede risorse significative per favorire la nascita di Comunità Energetiche Rinnovabili e impianti collettivi di autoconsumo.

Le città, che oggi ospitano oltre il 70% della popolazione europea e sono responsabili di circa i due terzi dei consumi energetici, costituiscono un nodo cruciale per la transizione ecologica. In esse convivono alcune delle principali criticità – elevati consumi, inquinamento atmosferico, povertà energetica – ma anche le maggiori opportunità, grazie alla presenza di ampie superfici edilizie, infrastrutture consolidate e comunità locali organizzate.

Il patrimonio edilizio italiano, in particolare quello torinese, è caratterizzato da una prevalenza di condomini costruiti tra gli anni '60 e '80, spesso energivori e scarsamente efficienti dal punto di vista termico ed elettrico. Intervenire su tali edifici significa quindi non solo ridurre le emissioni, ma anche migliorare la qualità della vita dei cittadini e contribuire a combattere la vulnerabilità energetica di molte famiglie.

Le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) costituiscono il pilastro della transizione ecologica. Tra esse, il fotovoltaico rappresenta la tecnologia di maggior interesse per i contesti urbani, grazie alla modularità, alla riduzione dei costi di installazione e alla possibilità di essere integrato negli edifici. Tuttavia, la natura intermittente di tali fonti rende necessario il supporto di tecnologie complementari.

I sistemi di accumulo (storage elettrochimico, specificatamente batterie al litio) consentono di compensare la discontinuità produttiva e di massimizzare l'autoconsumo, riducendo la dipendenza dalla rete e i costi in bolletta. Allo stesso tempo, lo sviluppo delle smart grid e delle infrastrutture digitali favorisce una gestione più efficiente e intelligente dei flussi energetici, rendendo possibile l'integrazione di impianti di piccola taglia in un sistema elettrico complesso e dinamico.

In questo scenario si colloca il modello delle Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) e delle configurazioni di Autoconsumo Collettivo da Fonti Rinnovabili (ACCR); esse rappresentano un'innovazione non solo tecnologica, ma anche sociale: consentono infatti

ai cittadini di organizzarsi in forma cooperativa o associativa per produrre, condividere e consumare energia in maniera collettiva.

Le comunità energetiche rispondono a diverse esigenze:

- ambientali, riducendo le emissioni e aumentando l'utilizzo di fonti pulite;
- economiche, grazie al risparmio in bolletta e agli incentivi statali ed europei;
- sociali, favorendo la coesione territoriale e contrastando la povertà energetica;
- tecniche, migliorando l'efficienza della rete e riducendo le perdite di trasmissione.

Esse incarnano quindi un nuovo paradigma energetico basato su partecipazione, prossimità e sostenibilità.

Il presente lavoro di tesi si propone di analizzare la fattibilità tecnico-economica dell'integrazione di un impianto fotovoltaico in un condominio situato a Torino, con particolare attenzione al confronto tra uno scenario tradizionale (impianto fotovoltaico senza accumulo) e uno scenario avanzato (impianto fotovoltaico con sistemi di storage).

L'analisi prevede:

- lo studio del contesto normativo di riferimento a livello europeo e nazionale;
- la valutazione delle caratteristiche edilizie ed energetiche del condominio torinese oggetto di studio;
- la progettazione preliminare dell'impianto fotovoltaico e dei sistemi di accumulo;
- l'analisi comparativa dei benefici energetici, economici e ambientali nei due scenari considerati;
- la simulazione della creazione di una configurazione di Autoconsumo Collettivo condominiale.

L'obiettivo finale è quello di valutare se e a quali condizioni i condomini urbani possano diventare laboratori di innovazione energetica, capaci di contribuire in maniera significativa agli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione, rafforzando al contempo il tessuto sociale e migliorando la resilienza delle comunità locali.

1. Potenziale fotovoltaico in Italia: diffusione, risultati e prospettive

1.1 Dalla sperimentazione alla diffusione capillare

Il fotovoltaico è senza dubbio una delle tecnologie di maggiore successo per la transizione energetica italiana. In poco meno di vent'anni, questa tecnologia è passata dall'essere una soluzione sperimentale, accessibile a pochi, a diventare una presenza quotidiana nelle nostre città, nei paesi e persino nelle campagne. Pannelli solari sono ormai visibili sui tetti delle abitazioni, sui capannoni industriali, sugli edifici pubblici e, più recentemente, anche su serre agricole e parcheggi.

Questa diffusione capillare è frutto di una combinazione di fattori: il calo progressivo dei costi dei moduli, gli incentivi introdotti a partire dal 2005 con i diversi “Conti Energia”, ovvero un meccanismo di incentivazione avviato per promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili della durata di 20 anni, ma soprattutto la crescente sensibilità verso i temi ambientali e la ricerca di soluzioni per contrastare il caro-bollette. Tutto ciò ha permesso all'Italia di diventare uno dei Paesi europei con la maggiore penetrazione del fotovoltaico.

1.2 Produzione e caratteristiche della crescita italiana

Secondo il Rapporto Statistico del GSE 2023, nel 2022 la produzione nazionale da fotovoltaico ha raggiunto 28,2 TWh, coprendo circa il 9% della domanda elettrica lorda. In altre parole, quasi un decimo dell'elettricità che utilizziamo ogni giorno proviene direttamente dal sole che illumina il nostro Paese. Si tratta di un risultato significativo, che colloca il fotovoltaico come seconda fonte rinnovabile in Italia dopo l'idroelettrico.

A questo traguardo si accompagna una potenza complessiva di oltre 25 GW, distribuita su più di 1,2 milioni di impianti. Ciò che rende il fotovoltaico italiano particolarmente interessante è la sua natura diffusa: oltre il 90% degli impianti ha una taglia inferiore a 20 kW. Significa che gran parte del contributo solare proviene da tetti domestici, condomini e piccole imprese, e non soltanto da grandi parchi fotovoltaici. È questa frammentazione “dal basso” a rendere l'Italia un caso unico in Europa: non un settore dominato

esclusivamente da investitori industriali, ma una tecnologia che è entrata nel vissuto quotidiano delle famiglie.

Come testimonianza della crescita della produzione fotovoltaica, in Figura 1 è mostrato l'andamento della potenza installata in Italia la quale ha seguito dal 2010 fino al 2022 un profilo quasi esponenziale attestandosi ad un valore pari a 25 GW come citato precedentemente. In Figura 2 invece è mostrato l'andamento della produzione fotovoltaica in Italia dal 2010 al 2023: come era prevedibile l'andamento segue all'incirca quello presentato in Figura 1 in quanto la produzione fotovoltaica è direttamente proporzionale alla potenza totale installata.

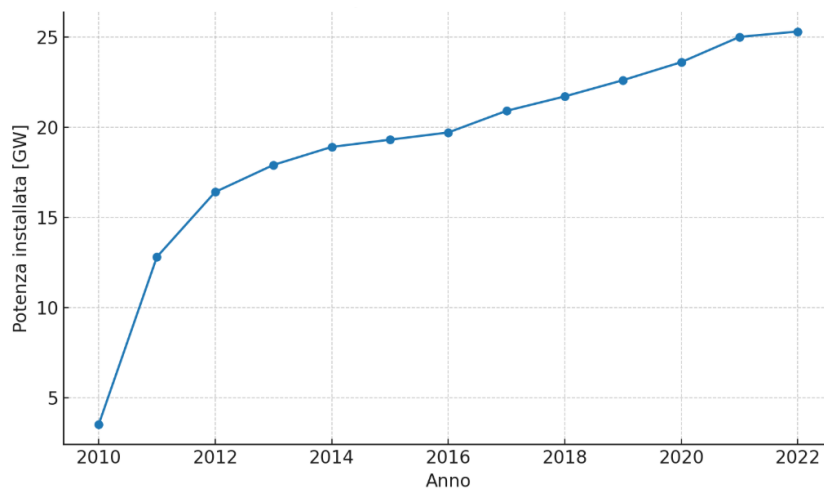


Figura 1. Evoluzione della potenza fotovoltaica installata in Italia

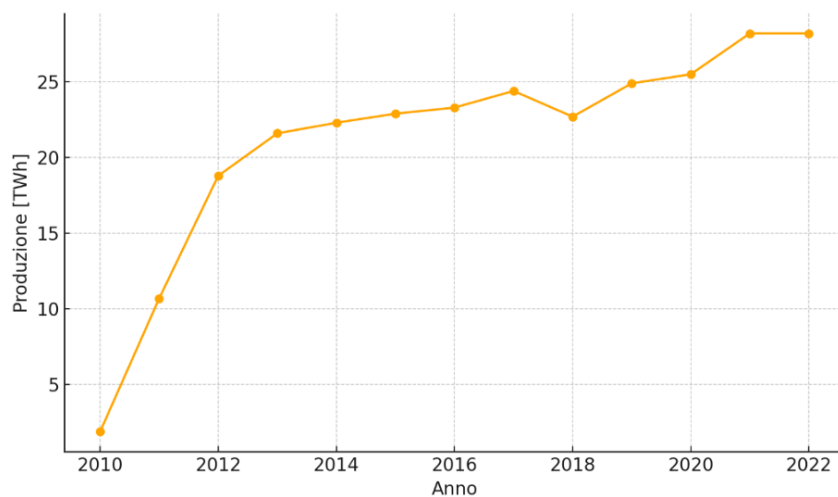


Figura 2. Evoluzione annua energia fotovoltaica in Italia

1.3 Distribuzione territoriale, autoconsumo e prospettive future

La distribuzione geografica degli impianti riflette la diversa disponibilità di irraggiamento. Dalla Figura 3 si evince come le regioni del Sud, specialmente la Puglia, si confermano le più produttive: da sola, questa regione genera oltre il 13% dell'energia fotovoltaica italiana. Ma anche il Nord, con la Lombardia e l'Emilia-Romagna in testa, mostra una presenza significativa, a dimostrazione che il fotovoltaico è ormai una tecnologia trasversale, in grado di adattarsi a contesti climatici ed economici diversi.

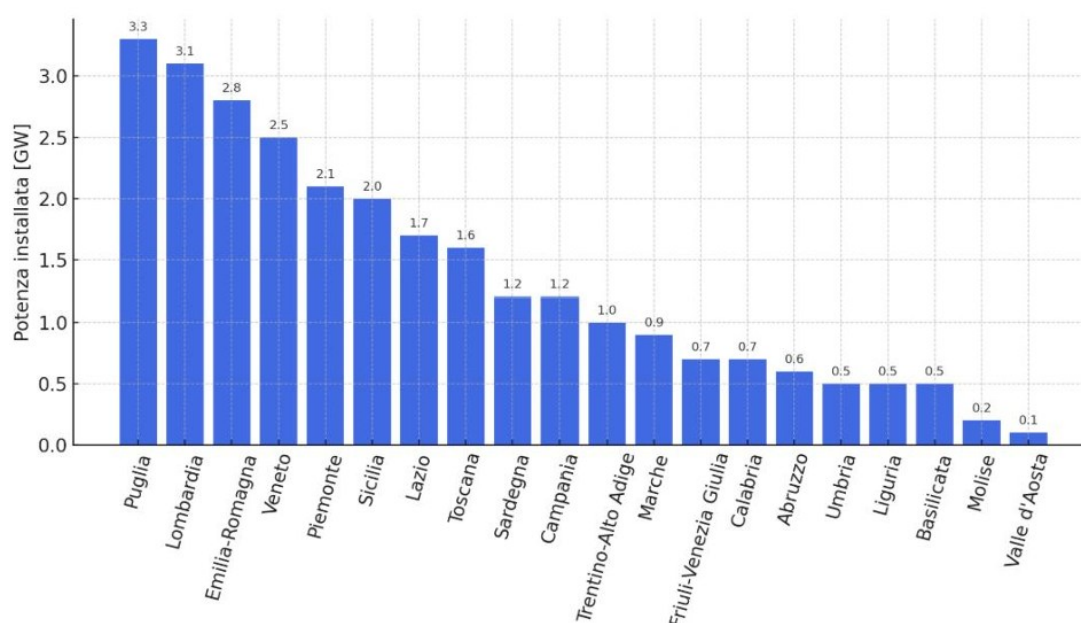


Figura 3. Potenza fotovoltaica installata per regione in Italia (2023)

Un aspetto sempre più centrale è quello dell'autoconsumo. In Figura 4 è mostrato che, nel 2022 circa il 22% dell'energia prodotta è stata utilizzata direttamente dai produttori stessi, senza passare dalla rete. In termini pratici, questo significa che famiglie, aziende e comunità hanno potuto ridurre sensibilmente la propria dipendenza dal mercato elettrico, proteggendosi da oscillazioni di prezzo e abbassando la bolletta. Con la diffusione delle batterie di accumulo e delle Comunità Energetiche Rinnovabili, questa quota è destinata a crescere ancora, trasformando i consumatori in veri e propri protagonisti del sistema elettrico.

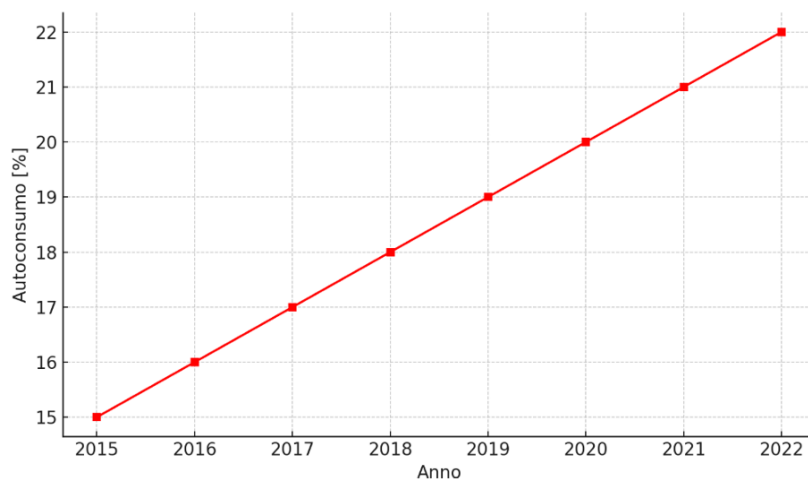


Figura 4. Quota di autoconsumo dell'energia fotovoltaica in Italia

Nonostante i risultati raggiunti, la strada verso gli obiettivi fissati dal PNIEC e dal Green Deal europeo è ancora lunga. L'Italia dovrà più che raddoppiare la potenza installata attuale per raggiungere i 70 GW entro il 2030, con una produzione stimata superiore a 90 TWh. Questo comporta un'accelerazione notevole del ritmo delle installazioni, accompagnata dalla necessità di semplificare le procedure autorizzative e di rafforzare le reti elettriche per gestire al meglio l'energia prodotta. In sintesi, il fotovoltaico italiano non è solo una tecnologia matura, ma una vera e propria rivoluzione culturale: dall'energia prodotta sul tetto di casa al grande parco solare, dalla bolletta di una famiglia alla competitività di un'impresa, dal condominio alla comunità energetica. Raccontare la sua crescita significa raccontare un pezzo di futuro che è già presente nelle nostre città.

2. Aspetti generali delle Comunità energetiche

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano una delle innovazioni più rilevanti introdotte negli ultimi anni nel panorama energetico europeo e nazionale. Esse si collocano all'interno della più ampia strategia di decentralizzazione e democratizzazione dell'energia, volta a superare il modello tradizionale, centralizzato e basato su pochi grandi produttori, per promuovere invece configurazioni locali di produzione e consumo condiviso.

A livello normativo, la definizione di Comunità Energetica nasce in ambito europeo con la Direttiva RED II (2018/2001/UE), successivamente rafforzata dalla RED III (2023/2413/UE). Tali direttive introducono il concetto di “comunità di energia rinnovabile” come soggetto giuridico autonomo, formato da cittadini, enti locali, piccole e medie imprese, il cui obiettivo primario non è il profitto ma la generazione di benefici ambientali, economici e sociali a livello locale. L'Italia ha recepito queste indicazioni attraverso il Decreto Legislativo 199/2021, che disciplina le modalità di costituzione delle CER e i meccanismi di incentivazione.

Le CER si distinguono da altre forme di produzione distribuita perché introducono una logica di condivisione dell'energia prodotta: l'energia rinnovabile immessa in rete può essere utilizzata non solo dal singolo produttore (prosumer), ma anche dagli altri membri della comunità. Questo approccio permette di ottimizzare l'uso locale delle fonti rinnovabili, riducendo le perdite di rete e favorendo l'autosufficienza energetica dei territori.

Dal punto di vista tecnico, una Comunità Energetica si basa su impianti alimentati da fonti rinnovabili (principalmente fotovoltaico, ma anche eolico, idroelettrico o biomasse), collegati alla rete di distribuzione in bassa o media tensione. I membri possono essere consumatori puri, produttori o prosumer, e partecipano alla ripartizione dell'energia condivisa secondo criteri definiti dallo statuto della comunità. L'energia non autoconsumata istantaneamente può essere valorizzata grazie ai meccanismi di incentivazione previsti dal GSE, che riconoscono un contributo economico per ogni kWh condiviso tra i membri.

Oltre all'aspetto energetico, le CER hanno una forte valenza sociale ed economica; esse favoriscono la partecipazione attiva dei cittadini, rafforzano i legami di comunità e

consentono un risparmio economico sia diretto (riduzione delle bollette) sia indiretto (creazione di nuove opportunità occupazionali e di sviluppo locale). Inoltre, rappresentano uno strumento fondamentale per contrastare la povertà energetica, garantendo l'accesso a energia pulita e a costi più contenuti anche alle fasce più vulnerabili della popolazione.

Un altro elemento centrale è il contributo alla decarbonizzazione: grazie alla produzione e condivisione di energia rinnovabile, le CER concorrono in maniera significativa al raggiungimento degli obiettivi fissati dall'Agenda 2030 e dal Green Deal europeo, che prevedono la riduzione delle emissioni climalteranti e la progressiva indipendenza dai combustibili fossili.

In Italia, le prime esperienze di comunità energetiche sono state avviate in forma sperimentale tra il 2020 e il 2022, soprattutto in piccoli comuni e contesti rurali. Oggi, grazie al nuovo quadro normativo e ai fondi del PNRR, il numero di CER è in rapida crescita e si stanno sviluppando progetti anche in aree urbane complesse, come condomini e quartieri cittadini. Questi casi dimostrano come le comunità energetiche non siano soltanto una soluzione tecnica, ma anche un modello innovativo di governance dell'energia, in grado di unire tecnologia, sostenibilità e partecipazione democratica.

2.1 Tipologie dei Gruppi di Autoconsumo

Il concetto di autoconsumo si è evoluto negli ultimi anni, passando dalla dimensione individuale, tradizionalmente associata al singolo impianto domestico, a configurazioni sempre più complesse e partecipative. Questa evoluzione risponde all'esigenza di rendere i sistemi energetici più flessibili, sostenibili e vicini ai bisogni delle comunità locali, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione fissati a livello europeo e nazionale.

La normativa italiana, a partire dal Decreto Legge n. 162/2019 e successivamente con il Decreto Legislativo 199/2021, ha recepito le disposizioni comunitarie e aperto la strada a diverse forme di autoconsumo, distinguibili principalmente per il numero dei partecipanti e per l'ampiezza del perimetro di condivisione dell'energia. Oggi, infatti, è possibile individuare tre modelli principali di gruppi di autoconsumo:

- l'autoconsumo individuale, che riguarda il singolo soggetto che produce e utilizza energia rinnovabile all'interno della propria utenza;
- l'autoconsumo collettivo, che consente a più utenti situati nello stesso edificio o condominio di condividere l'energia prodotta da uno o più impianti comuni;
- le comunità energetiche rinnovabili, configurazioni più articolate che coinvolgono cittadini, enti locali e imprese in un progetto condiviso a scala di quartiere o territorio.

Queste tipologie si differenziano dunque per il grado di complessità organizzativa e per l'estensione geografica, ma condividono una finalità comune: favorire un utilizzo più efficiente e sostenibile dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, riducendo al tempo stesso i costi energetici e l'impatto ambientale. Nei paragrafi successivi verranno analizzate più nel dettaglio le singole configurazioni, evidenziandone le caratteristiche tecniche, i vantaggi e le prospettive di sviluppo.

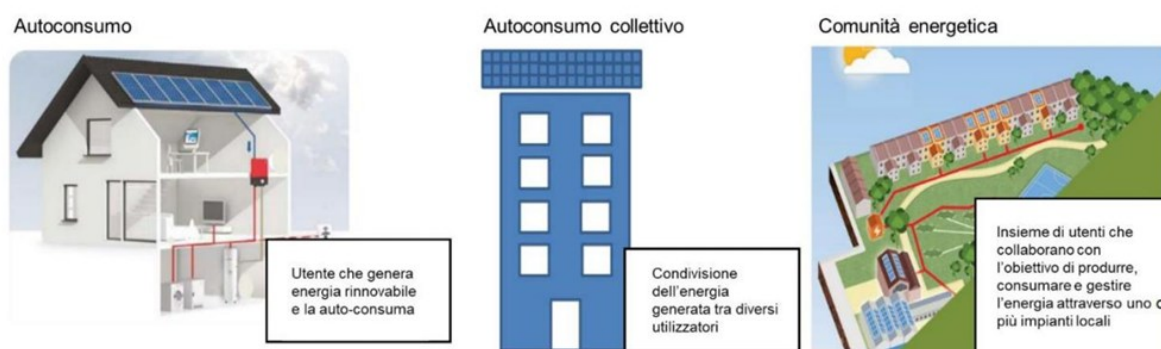


Figura 5. Descrizione delle tipologie di autoconsumo

2.1.1 Autoconsumatore individuale a distanza

La configurazione di autoconsumatore individuale a distanza rappresenta una delle prime forme innovative introdotte dal legislatore italiano per ampliare il concetto tradizionale di autoconsumo. Essa consente a un singolo soggetto di utilizzare a proprio beneficio l'energia prodotta da un impianto a fonte rinnovabile situato in un sito diverso rispetto al punto di prelievo, a condizione che entrambi siano collegati alla stessa cabina primaria della rete di distribuzione.

Questa tipologia è stata resa possibile dal Decreto Legge n. 162/2019 (cosiddetto Milleproroghe) e successivamente disciplinata dal Decreto Legislativo 199/2021, in recepimento della Direttiva Europea RED II. L'obiettivo è favorire la diffusione delle energie rinnovabili anche per quei consumatori che non dispongono di superfici idonee per l'installazione di un impianto (ad esempio tetti poco esposti, appartamenti senza terrazzo o locali commerciali privi di spazi utili).

Dal punto di vista tecnico, il meccanismo funziona attraverso una compensazione virtuale: l'energia prodotta dall'impianto viene immessa in rete e contabilizzata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), che la rende disponibile al consumatore associato. In questo modo, pur non esistendo un collegamento fisico diretto tra l'impianto e l'utenza, il cliente finale può beneficiare della produzione rinnovabile come se fosse generata sul proprio sito.

I vantaggi principali di questa configurazione sono:

- la possibilità di accedere all'autoproduzione anche per chi non può installare un impianto;
- la riduzione della bolletta elettrica grazie alla valorizzazione dell'energia autoconsumata;
- la promozione di nuovi modelli di business, come società di servizi energetici o cooperative che installano impianti condivisi da più utenti.

Tuttavia, esistono anche alcuni limiti. Il vincolo geografico della cabina primaria restringe l'ambito di applicazione e rende necessaria una verifica preliminare da parte del distributore. Inoltre, il meccanismo di valorizzazione economica è meno conveniente rispetto a configurazioni collettive o comunitarie, dove i benefici della condivisione si estendono a più soggetti.

In sintesi, l'autoconsumatore individuale a distanza rappresenta un modello intermedio tra l'autoconsumo tradizionale e le forme più avanzate di condivisione energetica. Pur con i suoi limiti, costituisce un tassello importante nel percorso di transizione verso un sistema energetico più inclusivo, in cui anche chi non ha accesso diretto a spazi idonei può partecipare attivamente alla produzione da fonti rinnovabili.

2.1.2 Gruppo di auto consumatori collettivi

Il Gruppo di Autoconsumatori collettivi, il cui modello è rappresentato in Figura 5, rappresenta una configurazione innovativa che consente a più utenti di condividere l'energia prodotta da uno o più impianti alimentati da fonti rinnovabili, situati nello stesso edificio o complesso edilizio. A differenza dell'autoconsumo individuale, questa tipologia introduce una dimensione “orizzontale” della condivisione, favorendo una gestione comune dell'energia a livello condominiale o multiutenza.

Il quadro normativo che disciplina tale configurazione nasce con il Decreto Legge n. 162/2019 (Milleproroghe, vedi paragrafo Decreto Milleproroghe) e viene poi consolidato dal Decreto Legislativo 199/2021, in attuazione della Direttiva Europea RED II. La regolazione operativa è stata affidata all'ARERA, mentre il GSE è responsabile della gestione dei meccanismi di incentivazione e della ripartizione dell'energia condivisa.

In concreto, il Gruppo di Autoconsumatori collettivi si realizza quando più soggetti connessi alla stessa cabina secondaria – tipicamente condomini residenziali, edifici pubblici multifunzionali o complessi aziendali – si associano per utilizzare localmente l'energia prodotta. Un caso tipico è quello di un condominio dotato di un impianto fotovoltaico sul tetto: la produzione solare viene ripartita tra gli appartamenti secondo criteri stabiliti da un accordo tra i condomini o dal regolamento condominiale.

I vantaggi di questa configurazione sono molteplici:

- consente anche a chi non dispone di superfici private idonee di accedere all'autoproduzione;
- favorisce il risparmio in bolletta grazie alla quota di energia autoconsumata;
- valorizza gli spazi comuni (tetti, coperture di parcheggi, aree condominiali);
- rafforza la coesione sociale, promuovendo la collaborazione tra i membri.

Dal punto di vista tecnico, l'energia condivisa viene contabilizzata dal GSE sulla base delle curve di produzione e di prelievo dei singoli partecipanti, applicando un criterio di ripartizione virtuale. Non vi è quindi necessità di una rete privata interna, in quanto tutta l'energia passa attraverso la rete pubblica di distribuzione.

Non mancano tuttavia alcune criticità: la gestione amministrativa e la definizione dei criteri di ripartizione dell'energia possono risultare complesse, soprattutto in contesti

condominiali numerosi. Inoltre, la convenienza economica dipende in gran parte dal grado di coincidenza temporale tra produzione e consumo, che può essere aumentato tramite l'uso di sistemi di accumulo o con strategie di “demand response”.

In sintesi, il Gruppo di Autoconsumatori collettivi rappresenta un passo intermedio verso modelli di comunità energetiche più ampi. Esso costituisce una soluzione particolarmente adatta al contesto urbano, dove la densità abitativa e la scarsità di superfici private rendono difficile l'installazione individuale di impianti, ma allo stesso tempo aprono interessanti opportunità di condivisione.

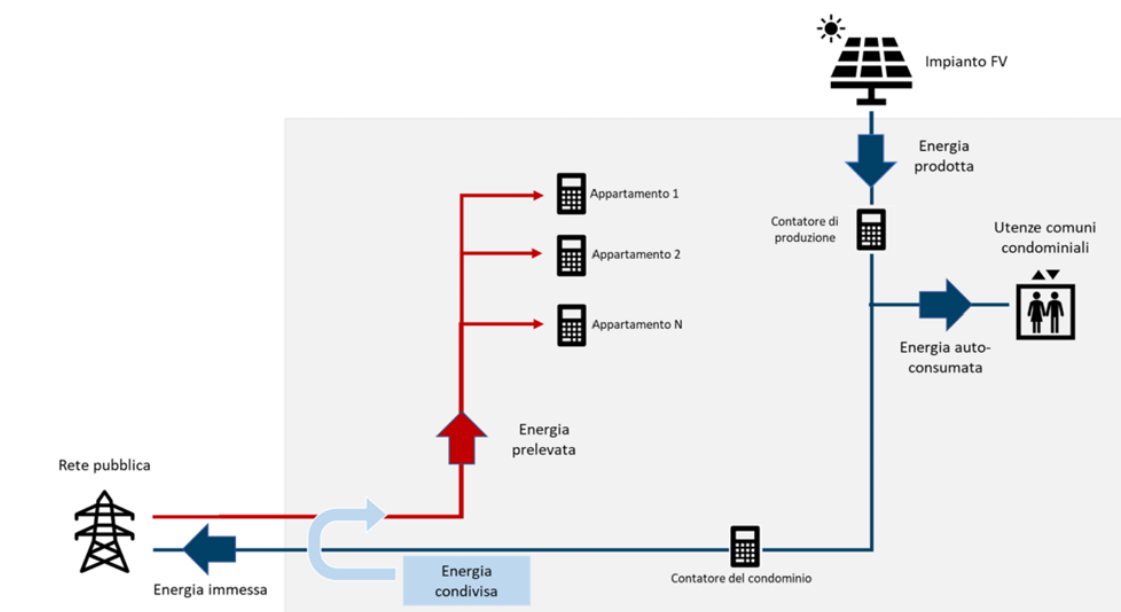


Figura 6. Configurazione Gruppo di autoconsumo condiviso

2.1.3 Comunità energetiche rinnovabili

Le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) rappresentano il modello più evoluto e innovativo di autoconsumo collettivo. Introdotte in ambito europeo con la Direttiva RED II (2018/2001/UE) e successivamente rafforzate dalla RED III (2023/2413/UE), le CER sono state recepite in Italia dal Decreto Legislativo 199/2021 e dalle disposizioni attuative del GSE e dell'ARERA. Esse configurano un nuovo soggetto giuridico, autonomo e senza finalità di lucro, costituito da cittadini, enti locali, piccole e medie imprese, associazioni e altri attori del territorio, il cui obiettivo principale è generare benefici ambientali, economici e sociali per i membri e per la collettività locale.

La caratteristica fondamentale delle CER è la condivisione dell'energia rinnovabile prodotta da impianti connessi alla stessa rete di distribuzione elettrica (cabina primaria o secondaria). L'energia immessa in rete viene ripartita virtualmente tra i membri, che possono essere consumatori puri, produttori o prosumer. Tale ripartizione è gestita dal GSE, che riconosce un incentivo economico proporzionale ai kWh condivisi, andando ad integrare il risparmio in bolletta derivante dall'autoconsumo diretto.

Dal punto di vista tecnico, le CER possono basarsi su diverse tecnologie: impianti fotovoltaici, mini-eolico, idroelettrico o biomasse. Tuttavia, in Italia il fotovoltaico rappresenta la fonte predominante grazie all'ampia disponibilità di risorsa solare e ai costi di installazione relativamente contenuti. L'integrazione di sistemi di accumulo e di strumenti di gestione intelligente dei carichi (smart metering, demand response) consente di massimizzare l'autoconsumo istantaneo e di incrementare i benefici economici e ambientali della comunità.

L'importanza delle CER non si limita alla dimensione energetica, costituiscono infatti un modello di governance partecipativa: i membri prendono parte attivamente alle decisioni, condividendo responsabilità e benefici. Ciò rafforza i legami sociali, promuove la cittadinanza attiva e contribuisce a ridurre la povertà energetica, permettendo anche alle fasce più vulnerabili di accedere a energia pulita a costi più contenuti. Inoltre, le CER possono favorire lo sviluppo locale, generando nuove opportunità occupazionali e stimolando investimenti in tecnologie verdi.

Nonostante i numerosi vantaggi, esistono alcune criticità: la complessità burocratica legata alla costituzione del soggetto giuridico e alla gestione delle pratiche con il GSE può scoraggiare i potenziali aderenti. Inoltre, la sostenibilità economica delle CER dipende fortemente dagli incentivi e dal corretto dimensionamento degli impianti rispetto ai fabbisogni dei membri.

In prospettiva, le CER rappresentano uno degli strumenti chiave per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal PNIEC e dal Green Deal europeo. La loro diffusione potrà contribuire in modo significativo alla crescita della quota di energia rinnovabile nel mix nazionale e al rafforzamento della resilienza energetica dei territori.

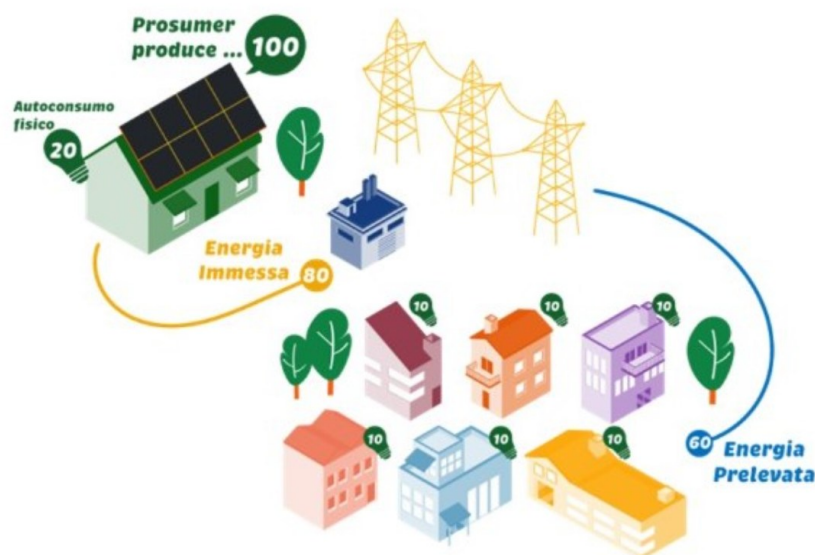


Figura 7. Comunità energetica rinnovabile

2.2 Procedura per la realizzazione di un gruppo di auto consumatori collettivi

Il quadro normativo italiano, nell'intento di promuovere la diffusione dell'autoconsumo collettivo, ha delineato una procedura operativa che, pur mantenendo rigore formale, è stata concepita per essere accessibile e snella, soprattutto nel frequente caso applicativo condominiale. Il percorso di costituzione, meno articolato di quello previsto per le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), può essere sintetizzato in una sequenza logicamente ordinata di fasi:

1. Verifica dei presupposti normativi
2. Designazione del referente
3. Sottoscrizione dell'accordo interno
4. Attivazione della configurazione presso il GSE

2.2.1 Verifica dei presupposti normativi

Il primo step consiste nell'accertare il soddisfacimento dei requisiti minimi stabiliti dalla normativa (D.L. 162/2019 e Delibera ARERA 318/2020). Tali presupposti sono:

- Soggetti partecipanti: è necessaria la presenza di almeno due clienti finali (es. nuclei familiari, attività commerciali), ciascuno titolare di un proprio punto di prelievo (POD) attivo.
- Vincolo di prossimità: tutti i partecipanti e gli impianti di produzione devono essere connessi alla stessa cabina secondaria di trasformazione MT/BT. Questo requisito delimita l'ambito territoriale della configurazione, tipicamente a un singolo edificio o a un complesso di edifici contigui.
- Impianti di generazione: gli impianti devono essere alimentati da fonti rinnovabili. La proprietà può essere dei partecipanti o di terzi (ad esempio, una ESCO), e la loro ubicazione può essere sia sull'edificio stesso sia su altri siti, purché ricadenti sotto l'ambito della medesima cabina secondaria.

2.2.2 Designazione del referente

Una figura pivotal per l'interfaccia con il sistema dei incentivi è il Referente del gruppo. Questo ruolo, fondamentale per la gestione amministrativa, può essere ricoperto da:

- Un membro del gruppo, formalmente designato dagli altri partecipanti.
- L'amministratore del condominio, nominato mediante delibera assembleare.
- Il rappresentante legale dell'edificio, in assenza di un amministratore.
- Un produttore terzo i cui impianti alimentano la configurazione. Il Referente agirà come unico interlocutore verso il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), occupandosi dell'iscrizione della configurazione e della gestione successiva.

2.2.3 Sottoscrizione dell'accordo interno

Elemento cardine della configurazione è la definizione chiara e condivisa delle regole di funzionamento. A differenza delle CER, non è richiesta la costituzione di un soggetto giuridico formalizzato. È sufficiente un accordo di diritto privato tra gli aderenti. In ambito condominiale, tale accordo trova la sua forma più agevole ed efficace nel verbale di assemblea condominiale, approvato e sottoscritto da tutti i condòmini aderenti. Tale documento deve specificare:

- I criteri di ripartizione dell'energia condivisa e dei corrispettivi economici derivanti.
- Le modalità di funzionamento e gli impegni dei partecipanti.
- I poteri e il mandato conferito al Referente.

2.2.4 Attivazione della configurazione presso il GSE

Ultimata la fase costitutiva interna, il Referente provvede all'iscrizione della configurazione sul portale dedicato del GSE. Questa fase prevede la registrazione di tutti i POD dei partecipanti e degli impianti, nonché l'invio della documentazione comprovante l'accordo interno (es. il verbale assembleare). A seguito della convalida, la configurazione diviene operativa. Il GSE calcolerà ex-post l'energia condivisa (definita come il minimo, per ciascuna ora, tra l'energia immessa dagli impianti e quella prelevata dall'insieme dei membri) e provvederà all'erogazione degli incentivi, che il Referente ripartirà secondo quanto stabilito nell'accordo.

In sintesi, la procedura delineata dal legislatore dimostra una volontà precisa: agevolare pragmaticamente la nascita di configurazioni di autoconsumo collettivo. Sfruttando strumenti giuridici preesistenti e familiari, come l'assemblea condominiale, il processo risulta notevolmente semplificato, trasformando un gruppo di vicini in una comunità energetica in embrione con un onere burocratico contenuto. Questo approccio rende la transizione energetica non solo un imperativo tecnico, ma una pratica concretamente attuabile nella vita quotidiana dei cittadini.

2.3 Tipologia di impianti FER in una Comunità energetica

L'efficacia e la resilienza di una Comunità Energetica Rinnovabile (CER) dipendono in modo cruciale dalla corretta selezione e integrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) che ne costituiscono il nucleo produttivo. La scelta della tecnologia non è dettata esclusivamente dalla disponibilità della risorsa naturale nel territorio, ma deve essere il risultato di un'attenta valutazione tecnico-economica che consideri le caratteristiche del sito, il profilo di consumo dei membri, la maturità tecnologica, la sostenibilità economica dell'investimento e la conformità al quadro normativo di riferimento.

Sebbene il concetto di CER sia tecnologico-agnostico, ovvero possa teoricamente incorporare qualsiasi fonte rinnovabile, in Italia e nel contesto urbano europeo il fotovoltaico si è affermato come la tecnologia dominante e più diffusa. Tuttavia, un approccio sistemico e forward-looking prevede l'integrazione di altre FER e tecnologie complementari per massimizzare l'autoconsumo, la stabilità della rete e i benefici complessivi.

La scelta della tipologia di impianto non è mai univoca. La tendenza più avanzata e resiliente è quella del sistema ibrido, che combina più fonti (es. FV + eolico + storage) per sfruttarne la complementarietà e minimizzare i periodi di non produzione. La progettazione di una CER deve quindi considerare:

- **Analisi del Potenziale delle Risorse:** studio dell'irraggiamento solare, della ventosità, della disponibilità di biomassa o di corsi d'acqua nel territorio della comunità.
- **Profilo di Carico della Comunità:** analisi dei consumi elettrici (e possibilmente termici) dei membri per dimensionare correttamente gli impianti e ottimizzare l'abbinamento produzione-consumo.
- **Aspetti Normativi e Autorizzativi:** ogni tecnologia è soggetta a specifici iter autorizzativi, che possono variare da semplici Comunicazioni Inizio Lavori Asseverata (CILA) per il FV su tetto, a autorizzazioni più complesse per l'eolico o l'idroelettrico.
- **Sostenibilità Economica:** valutazione degli investimenti iniziali, dei costi di esercizio e manutenzione, e dei ricavi attesi dalla vendita dell'energia in eccesso e dagli incentivi per l'energia condivisa (tariffa premio del GSE).

In conclusione, non esiste una ricetta unica per la scelta degli impianti FER in una comunità energetica. Il fotovoltaico rimane la tecnologia di elezione per la sua versatilità e accessibilità, ma il futuro delle CER resilienti ed efficienti passa attraverso l'integrazione intelligente di più fonti rinnovabili e tecnologie di accumulo, progettate su misura per soddisfare i bisogni specifici della comunità e le caratteristiche uniche del territorio in cui essa opera.

Di seguito vengono analizzate le principali tipologie di impianti FER adatte a una comunità energetica.

2.3.1 Impianti Fotovoltaici (FV)

Il fotovoltaico rappresenta oggi la colonna portante della maggior parte delle comunità energetiche rinnovabili. Questo è particolarmente vero in Italia, un Paese che, grazie all'elevata insolazione, può contare su condizioni naturali molto favorevoli. Il successo di questa tecnologia deriva da caratteristiche che ne spiegano la rapida diffusione: la modularità, che permette di adattare la taglia degli impianti alle diverse esigenze; la continua riduzione dei costi, che ne ha reso l'adozione sempre più conveniente; la facilità con cui può essere integrata negli spazi già edificati, come tetti, facciate, serre o pensiline; e infine la relativa semplicità delle operazioni di manutenzione, che non richiedono interventi particolarmente complessi.

All'interno di una comunità energetica, il fotovoltaico trova impieghi molto versatili. Può essere installato sui tetti condominiali, sulle coperture di capannoni industriali, in aree di parcheggio o su terreni comunali, trasformando superfici spesso inutilizzate in fonti preziose di energia rinnovabile. La sua produzione, che segue l'andamento del ciclo solare, raggiunge i massimi nelle ore centrali della giornata: un profilo che si adatta bene ai consumi tipici di uffici, attività produttive e commerciali, e solo in parte a quelli residenziali, che tendono a concentrarsi nelle ore serali.

Non va tuttavia trascurata la natura variabile e intermittente di questa fonte: l'assenza di produzione durante la notte e la riduzione della resa in condizioni meteorologiche sfavorevoli rappresentano dei limiti strutturali. Per questo motivo, all'interno delle comunità energetiche, il fotovoltaico è spesso accompagnato da strategie di flessibilità, che ne valorizzano al massimo il potenziale. L'integrazione con sistemi di accumulo consente di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso per utilizzarla quando serve, mentre l'adozione di strumenti di gestione intelligente dei consumi (demand response) permette di spostare alcune attività nelle ore di maggiore disponibilità solare. Grazie a queste soluzioni, l'energia prodotta può essere sfruttata in modo più efficiente e condivisa con un numero più ampio di utenti, rafforzando i benefici economici e ambientali della comunità.

2.3.2 Sistemi di Accumulo (Storage Elettrochimico)

I sistemi di accumulo non costituiscono una fonte primaria di energia, ma rappresentano una tecnologia abilitante di importanza cruciale per lo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili. Tra le diverse soluzioni oggi disponibili, le batterie, in particolare quelle agli ioni di litio, si sono affermate come lo strumento più diffuso ed efficace. Il loro ruolo è quello di compensare l'intermittenza delle fonti rinnovabili, permettendo di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso nelle ore di maggiore irraggiamento solare e di renderla disponibile nei momenti in cui i consumi aumentano, come nelle fasce serali e notturne, quando la produzione fotovoltaica è assente.

All'interno di una comunità energetica, l'accumulo può essere configurato secondo due modelli principali. Da un lato è possibile adottare un sistema centralizzato, costituito da un'unica batteria di grande capacità a servizio dell'intera comunità, che facilita la gestione complessiva e ottimizza la distribuzione dell'energia. Dall'altro, si può optare per un approccio distribuito, con batterie di dimensioni ridotte installate presso le singole unità abitative o le diverse utenze. La scelta tra le due soluzioni non è univoca e dipende da considerazioni di natura tecnica, economica e gestionale, nonché dalle specifiche caratteristiche dei consumi energetici e delle infrastrutture disponibili.

I vantaggi offerti dall'accumulo sono molteplici. In primo luogo, esso consente di incrementare sensibilmente la quota di autoconsumo diretto, che può raggiungere valori del 70-80%, riducendo i prelievi dalla rete elettrica e aumentando i benefici economici per i membri della comunità. In secondo luogo, i sistemi di accumulo contribuiscono a migliorare la stabilità e l'affidabilità della rete locale, assorbendo i picchi di produzione e fornendo servizi di bilanciamento che riducono il rischio di congestioni. In prospettiva, l'integrazione diffusa dell'accumulo nelle comunità energetiche può svolgere un ruolo strategico non solo per i singoli partecipanti, ma anche per l'intero sistema elettrico, favorendo una maggiore resilienza e sostenibilità complessiva.

2.3.3 Impianti Mini-Eolici

L'energia eolica di piccola taglia, generalmente definita come quella prodotta da impianti con potenza inferiore ai 200 kW, può costituire un prezioso complemento al fotovoltaico,

soprattutto in territori caratterizzati da una buona ventosità. Uno dei principali punti di forza di questa tecnologia è il suo profilo di produzione, che tende a essere più consistente nelle ore serali e notturne e durante i mesi invernali. In questo modo, l'eolico si integra in maniera naturale con il fotovoltaico, compensandone le limitazioni e contribuendo a distribuire in modo più uniforme la produzione di energia rinnovabile nell'arco della giornata e dell'anno.

In una comunità energetica rinnovabile, l'eolico di piccola taglia trova la sua collocazione ideale in aree rurali, collinari o costiere, dove le condizioni di vento medio annuo garantiscono un rendimento soddisfacente. Al contrario, la sua applicazione in contesti urbani risulta più complessa, a causa dei vincoli paesaggistici, delle possibili problematiche legate al rumore e delle turbolenze generate dagli edifici che ne riducono l'efficienza.

La realizzazione di un impianto eolico, inoltre, richiede alcune considerazioni preliminari fondamentali. In primo luogo, è necessario effettuare uno studio anemometrico per valutare la reale disponibilità della risorsa e stimarne la redditività nel lungo periodo. In secondo luogo, l'iter autorizzativo per l'eolico, pur essendo meno complesso rispetto a quello per impianti di grande scala, risulta comunque più articolato di quello del fotovoltaico, richiedendo tempi e procedure spesso più lunghi.

Nonostante queste difficoltà, l'eolico di piccola taglia, laddove supportato da condizioni favorevoli, può contribuire in maniera significativa alla stabilità e alla sostenibilità di una comunità energetica, arricchendone il mix produttivo e aumentando la sicurezza dell'approvvigionamento locale.

2.3.4 Impianti a Biomasse e Biogas

Gli impianti di piccola taglia alimentati a biomasse, siano esse di tipo legnoso, come cippato, pellet o scarti agricoli e forestali, oppure di tipo organico, attraverso la produzione di biogas derivante dalla digestione anaerobica di residui zootecnici e agroalimentari, rappresentano una soluzione particolarmente interessante nel contesto delle comunità energetiche rinnovabili. Il loro principale punto di forza risiede nella programmabilità: a differenza del fotovoltaico e dell'eolico, fonti intrinsecamente intermittenti, gli impianti a biomasse sono in grado di produrre energia in maniera

dispatchable, cioè su richiesta, garantendo così una continuità di erogazione che si integra perfettamente con le altre rinnovabili variabili.

Dal punto di vista applicativo, questi impianti trovano la loro collocazione ideale in comunità rurali o agro-energetiche, dove la disponibilità di materia prima a “chilometro zero” rende il modello economicamente ed ecologicamente sostenibile. Oltre alla produzione di energia elettrica, le biomasse offrono la possibilità di generare anche energia termica, abilitando lo sviluppo di vere e proprie reti di teleriscaldamento comunitarie. Ciò consente di valorizzare appieno la risorsa e di rispondere in modo più completo ai bisogni energetici del territorio, non solo elettrici ma anche termici.

Tuttavia è necessario considerare alcune condizioni fondamentali affinché l'utilizzo delle biomasse sia realmente sostenibile. La filiera di approvvigionamento deve essere locale e ben organizzata, per minimizzare le emissioni associate al trasporto e garantire la neutralità carbonica del ciclo. Inoltre, gli impianti a biomasse richiedono una gestione operativa più complessa rispetto a impianti fotovoltaici o eolici, sia in termini di approvvigionamento della materia prima sia in termini di manutenzione.

Nonostante ciò, laddove esista una disponibilità stabile e sostenibile di biomasse, questa tecnologia può assumere un ruolo strategico all'interno di una comunità energetica, contribuendo a stabilizzarne il mix produttivo e ad aumentare l'indipendenza energetica locale.

2.3.5 Impianti Mini-Idroelettrici

Gli impianti idroelettrici di piccola scala sfruttano il salto idraulico di corsi d'acqua minori per produrre energia elettrica. Si distinguono per la loro affidabilità e per la capacità di garantire una produzione costante e prevedibile durante l'intero anno, caratteristiche che li rendono una delle fonti rinnovabili più stabili a disposizione di una comunità energetica. A differenza del fotovoltaico e dell'eolico, la cui generazione dipende dall'andamento delle condizioni climatiche, il micro-idroelettrico rappresenta una tecnologia in grado di fornire un contributo continuo e sicuro al mix energetico locale.

L'applicazione di questi impianti in una comunità energetica rinnovabile è tuttavia vincolata alla presenza di corsi d'acqua con portata e salto sufficienti, condizione che si

riscontra principalmente in aree montane o pedemontane. La potenza installabile è generalmente limitata dalle dimensioni del corso d'acqua disponibile, il che ne riduce l'impiego diffuso ma, al tempo stesso, ne conferma la vocazione a progetti di piccola scala, perfettamente coerenti con l'approccio locale delle CER.

Dal punto di vista ambientale, gli impianti di micro-idroelettrico hanno un impatto relativamente contenuto, ma richiedono comunque un'attenta valutazione per evitare interferenze con gli ecosistemi fluviali e con il paesaggio circostante. A ciò si aggiunge la complessità dell'iter autorizzativo, spesso lungo e articolato, che può rappresentare un ostacolo alla loro realizzazione.

Nonostante queste criticità, laddove le condizioni territoriali lo consentano, il piccolo idroelettrico può costituire una fonte preziosa e complementare per una comunità energetica, contribuendo ad aumentarne la sicurezza energetica e la sostenibilità complessiva.

2.4 Benefici apportati da una Comunità Energetica

I benefici relativi all'istituzione di un gruppo di autoconsumo sono molteplici; in generale si può affermare che l'installazione di un singolo impianto di taglia maggiore, rispetto a molteplici impianti di taglia minore, risulta essere più efficiente.

Ad esempio per il caso in esame, l'installazione di un impianto fotovoltaico su tutta l'area disponibile del condominio risulterà sicuramente un impianto più grande e strutturato avente una produzione maggiore e con un utilizzo più flessibile. I benefici di seguito descritti saranno suddivisi in quattro principali categorie:

- benefici energetici;
- benefici economici;
- benefici ambientali;
- benefici sociali.

2.4.1 Benefici energetici

La vicinanza degli impianti fotovoltaici agli utenti finali, circoscritti all'area relativa alla cabina primaria, permette una distribuzione dell'energia più efficiente attraverso le

infrastrutture esistenti. Si può osservare che la generazione distribuita permette di ridurre le perdite di rete a seguito di un minor transito dell'energia nell'infrastruttura elettrica.

Questo diventa ancora più benefico nel caso di eccesso di produzione: soprattutto in una rete di distribuzione radiale come quella italiana l'immissione in rete della potenza attiva in eccesso permette di ridurre le correnti transitanti, diminuendo le cadute di tensione.

Rispetto a questo importante beneficio però, la natura intermittente delle fonti rinnovabili permette la presenza durante l'arco della giornata di fenomeni quali sovratensione o sotto tensione con conseguente abbassamento della qualità del servizio.

Per questo motivo è necessario provvedere ad un adeguamento strutturale delle infrastrutture permettendo l'integrazione di sempre più impianti rinnovabili, utilizzando dispositivi di interfaccia, quali gli inverter, che permettano di controllare i profili di tensione e di modulare i picchi di produzione, integrando anche sistemi di accumulo dell'energia.

L'autoconsumo diretto, inoltre, comporta un minor stress della rete elettrica di distribuzione diminuendo anche l'entità dei picchi di potenza assorbita sia dalle cabine di trasformazione che dalla rete di trasmissione nazionale. In questo modo l'affidabilità generale del sistema aumenta diminuendo la probabilità di guasto legato al sovraccarico.

2.4.2 Benefici economici

L'autoconsumo di energia, oltre che un beneficio dal punto di vista energetico, risulta anche importante dal punto di vista economico per i membri della comunità; il più immediato è il risparmio in bolletta: più il singolo utente finale autoconsuma l'energia prodotta dagli impianti di produzione da fonte rinnovabile e più si riducono le componenti relative alla materia energia in bolletta.

Un altro beneficio proviene dall'energia in surplus immessa in rete: tramite le tariffe di valorizzazione dell'energia prodotta quali Scambio Sul Posto (SSP) e Ritiro Dedicato (RID) l'energia immessa in rete e non autoconsumata viene incentivata con tariffe incentivanti diverse a seconda della valorizzazione scelta; inoltre nelle comunità energetiche è presente anche una Tariffa Premio che incentiva il consumo dell'energia

prodotta dagli impianti della comunità. In particolare le tariffe di valorizzazione sono quattro e si possono distinguere in:

- Mancato acquisto dell'energia, applicato all'energia prodotta ed autoconsumata da ciascun prosumer, questa tariffa risulta di circa 20 c€/kWh per i privati e 15 c€/kWh per le aziende.
- Ritiro dedicato (RID), viene valorizzata l'energia immessa in rete in base alla tariffa scelta: può essere scelto il Prezzo Zonale Orario (PZO) oppure i Prezzi Minimi Garantiti (PMG). La differenza tra i due corrisponde al valore che si associa all'energia per kWh: specificatamente, con il PZO l'energia immessa in rete viene venduta alla cifra del mercato libero dell'energia; con i PMG invece l'energia viene venduta ad una cifra costante di 46,8 €/MWh.
- Incentivo per l'energia autoconsumata collettivamente, si applica all'energia immessa in rete dagli impianti di produzione inseriti nella comunità e simultaneamente autoconsumata dai membri e clienti finali della comunità energetica. L'incentivo erogato dal GSE è pari a circa 10 c€/kWh per gli autoconsumatori collettivi e circa 11 c€/kWh per i membri di una CER.
- Compensazione degli oneri non goduti, corrisponde ad un rimborso erogato da parte dell'ARERA applicata all'energia autoconsumata dal gruppo di autoconsumo a seguito del non utilizzo della rete elettrica di trasmissione nazionale per l'approvvigionamento dell'energia.

Oltre a questi benefici legate all'energia prodotta o autoconsumata, sono presenti agevolazioni fiscali e contributi a fondo perduto utilizzabili per l'acquisto e la successiva installazione di impianti di produzione da fonti rinnovabili. La novità più importante è la possibilità di accedere ad un contributo a fondo perduto tramite dei fondi del PNRR utilizzabili proprio se l'impianto andrà a partecipare come impianto di produzione di una comunità energetica; per i condomini, è poi possibile usufruire della detrazione fiscale in 10 anni per ristrutturazione edilizia, la quale comprende anche l'installazione di un impianto fotovoltaico.

2.4.3 Benefici ambientali

Quando si parla di benefici ambientali è necessario distinguere le diverse tipologie dei benefici ambientali che derivano dall'inserimento di una Comunità Energetica nel territorio. Questi benefici possono essere suddivisi in due tipologie: diretti ed indiretti.

I benefici diretti sono legati al maggior utilizzo delle fonti rinnovabili disponibili sul territorio e, come specificato dalla parola Comunità, dalla creazione di un gruppo di persone che agisce collettivamente per le sfide energetiche ed ambientali globali. Secondo lo studio realizzato da Elemens per Legambiente [2], ipotizzando l'installazione di un impianto fotovoltaico sul 30 % dei condomini, considerando le caratteristiche geografiche come orientamento e eventuali vincoli, si avrebbe un potenziale dai 6 ai 9 GW di produzione fotovoltaica nel periodo dal 2021 al 2030.

I benefici ambientali diretti considerano inoltre la diminuzione delle emissioni di *CO2* che, sempre secondo lo studio citato, risulta in una stima di circa 47,1 milioni di tonnellate di *CO2* equivalente risparmiate, considerando tutte le forme di autoconsumo collettivo.

Per quanto riguarda i benefici indiretti invece riguardano lo sviluppo delle conoscenze in ambito culturale e comportamentale da parte dei singoli utenti finali delle comunità: in particolare questi benefici riguardano l'aumento di consapevolezza del singolo prosumer o utente finale riguardo al corretto utilizzo dell'energia e ad un utilizzo ottimale, sfruttando quella che è una disponibilità naturale dell'energia.

Inoltre un utilizzo più cosciente dell'energia può portare ad una maggiore sostenibilità e riguardo rispetto ad altri ambiti quali i trasporti e gli acquisti, in ottica di riduzione della domanda e dell'impatto sull'ambiente.

2.4.4 Benefici sociali

Uno dei principi cardine delle Comunità Energetiche è quello di soddisfare i bisogni dei propri membri, garantendo accesso all'energia elettrica prodotta localmente.

Per questo motivo le CER possono essere un mezzo per la lotta alla povertà, permettendo l'accesso all'elettricità di circa 800 milioni di persone.

Il contrasto a questo fenomeno si è diffuso anche in Europa, per questo motivo il contrasto alla povertà energetica è riportato negli obiettivi 1, 7 e 11 dell'agenda 2030 dell'Onu.

Nel caso delle Comunità Energetiche, se fossero presenti degli aiuti economici per abbattere l'investimento iniziale dell'acquisto e l'installazione dell'impianto, le famiglie più in difficoltà dovrebbero affrontare le spese operative, che dal punto di vista economico sono molto meno onerose.

Inoltre lo studio “Energy communities: an overview of energy and social innovation” [3] afferma che il coinvolgimento dei cittadini in azioni collettive può rafforzare norme sociali e sostenere la transizione energetica.

L'energia comunitaria si configura come uno strumento capace di incentivare il coinvolgimento diretto dei cittadini nei processi decisionali relativi alla transizione energetica. Il suo potenziale innovativo risiede nella possibilità di includere anche i soggetti tradizionalmente esclusi dai meccanismi di investimento, superando barriere legate al reddito e all'accesso al capitale. In questo modo, i vantaggi derivanti dal decentramento della produzione energetica possono essere distribuiti in maniera più equa. Le comunità energetiche contribuiscono inoltre al rafforzamento di norme sociali condivise, favorendo una partecipazione più consapevole e attiva alla gestione del sistema energetico. Da questo punto di vista, esse possono essere considerate come forme di innovazione di nicchia, in grado di svilupparsi attraverso processi di apprendimento graduali all'interno dell'attuale assetto sociotecnico.

3. Contesto normativo

Nel 2016 la Commissione Europea ha pubblicato il “Clean Energy Package for all Europeans”, un insieme di atti legislativi che strutturano il settore energetico attraverso misure per l’efficienza energetica, le fonti rinnovabili, il mercato dell’energia elettrica, l’approvvigionamento elettrico e le norme sulla governance per l’Unione dell’energia. In questo pacchetto di norme è stato introdotto per la prima volta il concetto di Energy Community, prevedendo due modelli diversi: la “Citizen Energy Community” (CEC) e la “Renewable Energy Community” (REC). Entrambi i casi permettono ai cittadini, membri della comunità di svolgere attività collettive riguardanti la produzione, distribuzione, condivisione, accumulo e vendita dell’energia.

Questo pacchetto è stato poi rivisto nel 2019 per raggiungere gli obiettivi imposti dall’accordo di Parigi nell’ambito della riduzione delle emissioni di gas serra. Il nuovo corpus normativo, denominato “Energia pulita per tutti gli europei” [1], ha segnato un passo decisivo per lo sviluppo e il mantenimento della strategia per l’Unione energetica pubblicata nel 2015.

Il pacchetto comprende 5 nuove leggi principali:

- Prestazioni energetiche negli edifici (Energy Performance in Buildings Directive EU 2018/844): questa direttiva mira a migliorare le prestazioni energetiche negli edifici, i quali sono responsabili di circa il 40 % del consumo energetico e del 36 % delle emissioni di anidride carbonica nell’UE, rendendoli il maggior consumatore di energia in Europa. Efficientando gli edifici dal punto di vista energetico si raggiungerebbero più agevolmente gli obiettivi energetici e climatici.
- Direttiva sull’Energia rinnovabile (Renewable Energy Directive RED II 2018/2001/EU): l’Unione Europea ha fissato un obiettivo ambizioso e vincolante del 32 % di fonti energetiche rinnovabili nel mix energetico entro il 2030. Questo vincolo è contenuto nella direttiva europea entrata in vigore nel 2018 denominata RED II.
- Efficienza energetica (Directive on Energy Efficiency EU 2018/2002): l’efficienza energetica permette, aumentando il risparmio energetico, di diminuire le emissioni di gas serra, consentendo al contempo ai consumatori di risparmiare

denaro. L'Unione Europea ha posto come obiettivo un aumento dei livelli attuali di efficienza energetica di almeno 32,5 % entro il 2030.

- Regolamentazione della governance (Regulation on the Governance of the Energy Union and Climate Action EU 2018/1999): comprende un sistema solido di governance per l'Unione energetica, per trasformare radicalmente il sistema energetico europeo. Ogni Paese dell'UE è tenuto a stabilire piani nazionali integrati per l'energia e il clima di durata decennale; questi piani delineano tutte le modalità in cui i vari Paesi raggiungeranno i rispettivi obiettivi in tutte le cinque dimensioni dell'Unione energetica, inclusa la visione più a lungo termine del 2050.
- Progettazione del mercato elettrico (Electricity market design): in realtà questo è un pacchetto di normative e regolamenti che vanno a definire il mercato elettrico e ciò che ne è associato. Si prevede che la quota di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili aumenterà dal 37 % a oltre il 60 % entro il 2030; al tempo stesso però deve essere anche prodotta e distribuita in modalità che soddisfino il fabbisogno anche quando non sono presenti le fonti primarie di produzione come il sole ed il vento. In questo modo i mercati dovranno adattarsi per integrare al meglio le energie rinnovabili attraendo investimenti per tecnologie flessibili prive di combustibili fossili e utilizzando sempre di più accumuli di energia. In particolare, è composto da un regolamento e una direttiva sull'elettricità, un regolamento sulla preparazione al rischio e un regolamento sull'Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).
 - Direttiva relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (Directive on common rules for the internal market for electricity EU/2019/944): questa direttiva stabilisce le regole per la generazione, trasmissione, distribuzione, fornitura e stoccaggio di energia elettrica. Sono inseriti anche aspetti relativi alla responsabilizzazione e alla tutela dei consumatori. Nella direttiva sono inoltre inserite disposizioni per l'acquisto di flessibilità da parte dei DSO (Distribution System Operator, Gestore della Rete di Distribuzione).
 - Regolamento sul mercato interno dell'energia elettrica (Internal market for electricity EU 2019/943): in questo regolamento si descrivono i principi

fondanti del mercato interno dell'elettricità dell'UE, dando una rilevanza maggiore al mercato all'ingrosso e sulla gestione di rete.

- Regolamento per la preparazione al rischio nel settore dell'energia elettrica (Regulation on risk preparedness in the electricity sector EU/2019/941): agli Stati membri viene richiesto di preparare dei piani nazionali per gestire future potenziali crisi elettriche, servendosi di metodi comuni, identificando tutti i possibili scenari, a livello nazionale e regionale.
- Agenzia Europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER) (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators EU 2019/942): descrive e aggiorna il ruolo e il funzionamento dell'Agenzia dell'UE per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) in modo che adatti i suoi compiti al nuovo pacchetto normativo.

Con questo insieme di direttive e regolamenti la Commissione Europea e il Parlamento Europeo variano l'insieme di attori che possono contribuire alla transizione energetica aumentando le probabilità di raggiungimento degli obiettivi fissati nell'accordo di Parigi per il 2030 e il 2050.

Le direttive più rilevanti nell'elenco appena descritto sono la Direttiva UE 2018/2001, RED II, e la Direttiva sulle regole comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, le quali introducono novità importanti per il sistema energetico, sia sotto il punto di vista della produzione e della gestione delle fonti rinnovabili che per distribuzione della stessa, aumentando la centralità dei consumatori finali, piccole e medie imprese, amministrazioni pubbliche e cittadini, nella transizione coinvolgendoli attivamente nelle politiche energetiche e nelle azioni utili al raggiungimento degli obiettivi.

3.1 RED II

La Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, adottata l'11 dicembre 2018, nota come RED II (Renewable Energy Directive II), rappresenta uno degli strumenti legislativi centrali del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei", finalizzato alla decarbonizzazione dell'economia europea e alla promozione di un sistema energetico più sostenibile, efficiente e partecipativo. Essa ha sostituito la precedente

Direttiva 2009/28/CE, introducendo una serie di innovazioni normative volte a rendere più flessibile e accessibile la produzione e il consumo di energia da fonti rinnovabili. La RED II fissa un obiettivo vincolante a livello europeo: raggiungere almeno il 32% di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia entro il 2030, lasciando agli Stati membri la responsabilità di definire i propri contributi nazionali tramite i Piani nazionali integrati per l'energia e il clima (PNIEC).

Oltre agli obiettivi quantitativi, la direttiva mira a trasformare radicalmente la struttura del mercato energetico, passando da un modello centralizzato a uno distribuito, in cui i cittadini, le comunità locali e le piccole imprese possano assumere un ruolo attivo nella generazione e gestione dell'energia. A tal fine, la RED II introduce due concetti fondamentali: l'autoconsumatore di energia rinnovabile (articolo 21) e la comunità di energia rinnovabile (articolo 22).

L'articolo 21 riconosce il diritto di ogni cittadino a diventare autoconsumatore di energia rinnovabile, ovvero a produrre, consumare, immagazzinare e vendere energia rinnovabile anche all'interno di edifici condivisi o condomini, senza essere soggetto a oneri sproporzionati o discriminatori. La direttiva incoraggia esplicitamente lo sviluppo dell'autoconsumo collettivo, attraverso il quale più utenti, situati nello stesso edificio o complesso, possono condividere l'energia prodotta da un impianto comune. In questo contesto, la direttiva RED II offre anche la possibilità di installare sistemi di accumulo, come le batterie, per migliorare l'autonomia e l'efficienza degli impianti, seguendo i principi di flessibilità e resilienza del sistema energetico.

L'articolo 22, d'altra parte, definisce le Comunità di energia rinnovabile (CER) come entità giuridiche autonome formate da cittadini, piccole e medie imprese o autorità locali. La loro partecipazione non è guidata dal profitto, ma dalla volontà di creare benefici ambientali, economici e sociali per i membri e per il territorio in cui operano. Le CER hanno la possibilità di produrre, consumare, stoccare, vendere e condividere energia elettrica da fonti rinnovabili, e sono riconosciute come attori attivi nel mercato, con il diritto di accedere in modo equo ai meccanismi di sostegno e agli strumenti di incentivazione. Gli Stati membri devono garantire che le CER possano partecipare ai mercati dell'energia senza discriminazioni, rimuovendo le barriere regolatorie e

amministrative e creando un contesto giuridico e operativo che ne favorisca la creazione e lo sviluppo.

Un aspetto particolarmente significativo della RED II è il forte focus sulla partecipazione democratica e sulla valorizzazione delle risorse locali, elementi che la rendono perfettamente in linea con l'evoluzione verso un modello energetico distribuito. Le configurazioni di Autoconsumo Collettivo da fonti Rinnovabili (ACCR) e le Comunità Energetiche Rinnovabili (CER), ora regolate anche a livello nazionale, si basano proprio sui principi stabiliti da questa direttiva. Inoltre, la RED II promuove l'equità nell'accesso alle opportunità energetiche, sottolineando l'importanza di includere i consumatori vulnerabili e coloro che vivono in condizioni di povertà energetica all'interno di queste configurazioni.

In breve, la Direttiva RED II non si limita a stabilire obiettivi di decarbonizzazione; rappresenta anche un quadro normativo che favorisce una transizione energetica dal basso. In questo contesto, i cittadini e le comunità locali giocano un ruolo fondamentale come prosumer, ovvero come produttori e consumatori attivi di energia. Essa getta le basi per trasformare il sistema energetico europeo in modo sostenibile, resiliente e inclusivo, fungendo da riferimento per tutte le future iniziative legislative nazionali riguardanti l'autoconsumo condiviso e le comunità energetiche.

3.2 Direttiva mercati o IEM (994/2019)

L'evoluzione del sistema energetico europeo verso modelli più decentralizzati e sostenibili ha trovato una delle sue espressioni normative più significative nella Direttiva (UE) 2019/944, comunemente denominata "Direttiva sul Mercato Interno dell'Energia Elettrica" [1]. Questo provvedimento legislativo, parte integrante del più ampio "Pacchetto Energia Pulita per Tutti gli Europei" [1], rappresenta una pietra miliare nel processo di transizione energetica del continente, con particolare riferimento alla promozione di forme di produzione e consumo energetico più democratiche e distribuite.

Al centro della direttiva emerge con forza il riconoscimento del ruolo attivo dei cittadini nel sistema energetico. La Direttiva, infatti, introduce per la prima volta a livello comunitario la figura del "consumatore attivo", aprendo la strada a modelli innovativi di partecipazione al mercato elettrico. In questo contesto, particolare rilevanza assume la

disciplina dell'autoconsumo collettivo, che rappresenta il fondamento giuridico per lo sviluppo di configurazioni come le comunità energetiche e i gruppi di autoconsumo collettivo.

In questo modo vengono delineate le due figure principali formanti le comunità energetiche: il “cliente attivo”, ovvero colui che consuma o accumula l’energia prodotta da impianti propri o della comunità, situati in un’area delimitata dalla cabina di trasformazione primaria, ed il “cliente attivo che opera in modo collettivo”, ovvero colui che vende l’energia elettrica autoprodotta o partecipa a meccanismi di flessibilità o di efficienza energetica.

La direttiva stabilisce principi chiari per garantire che tali forme di condivisione energetica possano svilupparsi senza incontrare barriere ingiustificate. Tra questi spiccano:

- il diritto dei cittadini di associarsi per produrre, consumare, accumulare e vendere energia rinnovabile
- il principio di non discriminazione nell'accesso alla rete
- la semplificazione delle procedure amministrative per impianti di piccola taglia

La normativa europea introduce poi le “Comunità Energetiche dei Cittadini (CEC)” definite come un soggetto giuridico che:

- si basa sulla partecipazione volontaria e aperta degli eventuali soci ed è effettivamente controllato dai membri fondatori o soci registrate come persone fisiche, autorità locali o piccole imprese;
- ha come suo principale scopo quello di offrire al territorio, oltre che ai soci e ai membri, benefici economici, ambientali o sociali a livello di comunità, senza scopo di lucro;
- partecipa alla generazione elettrica, da fonti rinnovabili, alla distribuzione, alla fornitura, al consumo, all’aggregazione, allo stoccaggio dell’energia, ai servizi di efficienza energetica o altre tipologie di servizi energetici.

Di conseguenza, rispetto alle CER, gli ambiti di operazione delle CEC risultano meglio definiti.

Tuttavia, l'implementazione concreta di questi principi a livello nazionale ha rivelato alcune criticità. Il caso italiano, in particolare, mostra come il recepimento della direttiva attraverso il Decreto Milleproroghe (DL 162/2019) abbia introdotto limitazioni significative, soprattutto per quanto riguarda:

- i vincoli geografici alla condivisione energetica
- la complessità dei meccanismi di ripartizione
- la mancata piena valorizzazione del potenziale di flessibilità offerto dai piccoli impianti distribuiti

Questo divario tra le ambizioni della normativa europea e la sua traduzione pratica a livello nazionale emerge con particolare evidenza nell'analisi di casi concreti come quello del condominio torinese oggetto di questo studio. Mentre la direttiva immagina un sistema energetico sempre più partecipativo e flessibile, la realtà italiana fatica ancora a superare modelli centralizzati e poco inclini a valorizzare appieno il contributo dei piccoli produttori-consumatori.

3.3 Percorso regolatorio in Italia

Ogni stato membro dell'Unione Europea, a seguito delle direttive descritte in precedenza e a tutte quelle incluse nel pacchetto di norme citato, deve sviluppare una legislazione nazionale.

In quest'ottica di lavoro normativo vengono lasciate libertà strutturali per la definizione di diversi criteri, i principali riguardano:

- la definizione del concetto di “prossimità” per le CER;
- la definizione dei membri e dei soggetti terzi riguardo la proprietà e gestione degli impianti;
- la definizione della parte economica, con riferimento agli incentivi economici e agli oneri tariffari, spettanti agli schemi di autoconsumo introdotti.

Il recepimento di queste normative da parte degli Stati Membri è obbligatorio e ha limiti temporali ben definiti da parte del Parlamento europeo; i limiti per il recepimento della normativa RED II è stato fissato a giugno 2021 mentre il limite per la Direttiva Mercati a

dicembre 2020. In realtà il recepimento della Direttiva RED II è avvenuto a novembre 2021 così come quello per la Direttiva IEM.

Ad inizio 2020 l'Italia ha avviato il processo di recepimento con una prima fase pilota: il percorso è iniziato con il Decreto Milleproroghe, entrato in vigore a febbraio 2020; successivamente è stata emanata la Delibera ARERA 318/2020; infine, concludendo il percorso di emanazione di norme e decreti nazionali per il recepimento delle Direttive europee, è stato emanato il Decreto attuativo del MiSE (Ministero dello Sviluppo Economico), a settembre 2020.

Prima di questi provvedimenti il quadro normativo italiano non permetteva iniziative collettive tra diversi utenti finali. Negli anni sono poi state introdotte diverse eccezioni per permettere la registrazione di configurazioni di autoconsumo già esistenti a livello nazionale: questo ha creato un quadro normativo-regolatorio frammentato.

3.3.1 Decreto Milleproroghe

Il Decreto Milleproroghe avvia un percorso di recepimento parziale delle Direttive europee sul clima. Esso ha permesso di sperimentare effetti, ricadute e potenziali criticità legate agli schemi di autoconsumo collettivo.

Il decreto introduce alcuni vincoli e caratteristiche specifiche per gli schemi di autoconsumo collettivo, non presenti nella Direttiva RED II. Nel dettaglio:

- Gli impianti di produzione devono essere alimentati solo da fonti rinnovabili e devono inoltre essere entrati in esercizio dopo l'entrata in vigore del decreto, ovvero dopo il 1° marzo 2020 e entro 60 giorni dopo, ovvero il 31 giugno 2021.
- La potenza complessiva degli impianti nelle diverse configurazioni non deve superare i 200 kW, in realtà nella Delibera ARERA 318/2020 questo vincolo è legato alla potenza del singolo impianto.
- Definisce le modalità di partecipazione alle comunità energetiche, tutelando quelli che sono i diritti dei consumatori finali, e vincolando quello che sono le finalità della partecipazione: si precisa che lo scopo finale della partecipazione alla Comunità Energetica non deve avere scopi di lucro.

- Stabilisce le regole della prossimità che devono avere le differenti configurazioni: per gli autoconsumatori collettivi l'appartenenza al medesimo edificio e l'ubicazione su reti elettriche di bassa tensione alla medesima cabina primaria di trasformazione dell'energia.
- Stabilisce le attività permesse alle configurazioni: produzione, vendita, accumulo e condivisione internamente alla comunità. La condivisione dell'energia è definita secondo un approccio virtuale in cui in ciascun periodo orario è pari al minimo tra l'energia prodotta dagli impianti della comunità e immessa in rete e l'energia prelevata dalla rete dall'insieme dei clienti finali associati alla configurazione.

Nel testo del decreto sono poi presentate le modalità di valorizzazione ed incentivazione dell'energia condivisa all'interno della configurazione. Per la quota di energia non condivisa nella comunità, cioè istantaneamente consumata o immagazzinata negli appositi sistemi di accumulo, si fa riferimento alla Delibera ARERA 318/2020 e al Decreto Attuativo riferito proprio a Decreto Milleproroghe, emanato il 15 settembre 2020.

3.3.2 Delibera ARERA 318/202/R/EEL

La Delibera 318/2020 disciplina le modalità e la regolazione economica relativa all'energia condivisa da parte di un Gruppo di Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente oppure condivisa in una Comunità Energetica.

La Delibera è stata preceduta dal documento di Consultazione 112/2020, il quale precede i contenuti presenti nella delibera e fornisce delle linee guida per la regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica oggetto di autoconsumo.

In questo documento vengono poi fornite alcune informazioni al fine di chiarire il concetto di energia condivisa:

- Energia elettrica effettivamente immessa: l'energia elettrica effettivamente immessa rappresenta la quantità di energia elettrica introdotta nella rete, al netto delle perdite convenzionali, determinate mediante l'applicazione di specifici coefficienti di perdita.

- Energia elettrica prelevata: l'energia elettrica prelevata è la quantità di energia elettrica assorbita dalla rete da ciascuna utenza partecipante allo schema di autoconsumo.
- Energia elettrica condivisa per l'autoconsumo: l'energia elettrica condivisa per l'autoconsumo è definita come il valore minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa in rete e la somma dell'energia elettrica prelevata attraverso i punti di connessione appartenenti a un Gruppo di Autoconsumatori collettivi o a una Comunità Energetica Rinnovabile (CER).

La condivisione dell'energia è calcolata successivamente al periodo di verifica, in linguaggio tecnico ex-post, come il minimo dell'energia immessa in rete dall'impianto e prelevata nello stesso arco temporale dai partecipanti della configurazione.

In particolare, come illustrato in Figura 7, se l'energia prelevata dai partecipanti della configurazione risulta essere uguale o inferiore a quella immessa in rete dagli impianti presenti all'interno della configurazione, tutta la quota di energia prelevata sarebbe condivisa. In caso opposto se l'energia prelevata risulta maggiore rispetto a quella immessa solo una parte di energia risulterebbe condivisa.

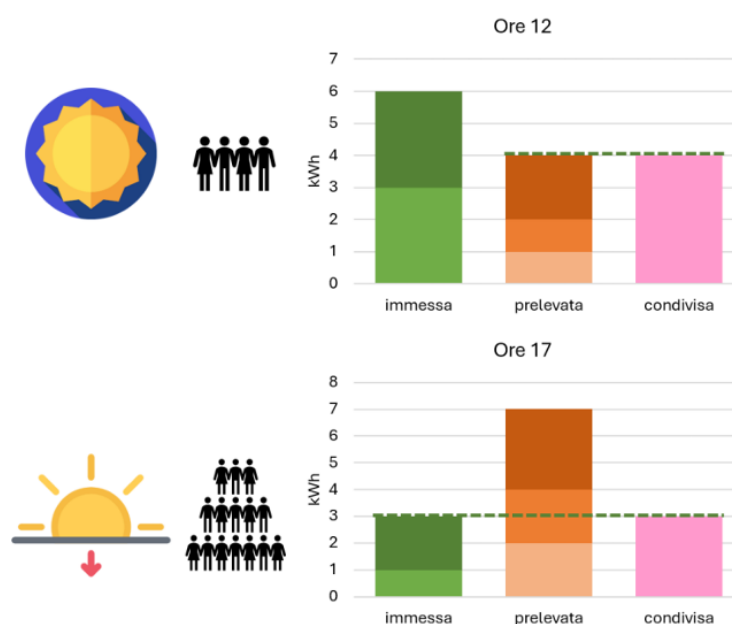


Figura 8. Illustrazione del concetto di energia condivisa

La delibera ARERA 318/2020, inoltre, interviene con precisione a delineare aspetti poco chiari, permettendo una migliore comprensione delle Direttive e della loro successiva applicazione:

- Specifica che la taglia massima dei singoli impianti presenti nelle configurazioni è pari a 200 kW, chiarendo il dato presente nel Decreto Milleproroghe;
- Permette di considerare come energia condivisa l'energia prelevata (durante le ore di produzione degli impianti) da utenti che, pur non appartenendo all'autoconsumatore collettivo, siano fisicamente ubicati nello stesso edificio e abbiano sottoscritto un'apposita autorizzazione.
- Consente che gli impianti, in tutte le configurazioni di autoconsumo previste, possano essere posseduti da soggetti terzi, pur restando in gestione alla Comunità.
- Definisce i soggetti referenti: per le CER, l'ente giuridico costituito; per gli autoconsumatori collettivi, il rappresentante legale dell'immobile o un produttore esterno. Il referente, in entrambi i casi, opera con il GSE e si occupa della distribuzione degli incentivi.

Inoltre, prima di identificare il modello da adottare per i Gruppi di Autoconsumatori collettivi, ARERA ha analizzato i benefici e i limiti di due possibili soluzioni:

1. l'implementazione di una configurazione fisica dedicata, caratterizzata da un collegamento privato tra l'impianto di generazione e le utenze domestiche/comuni, con un unico punto di interfaccia (POD - Point Of Delivery) verso la rete pubblica, rappresentata in Figura 8.

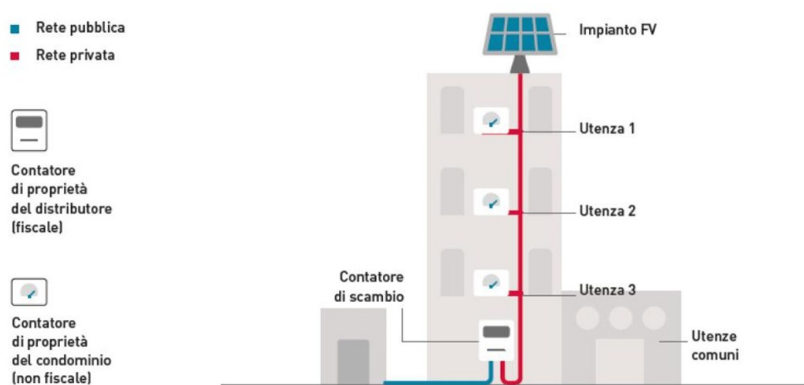


Figura 9. Schema di autoconsumo fisico con connessione privata delle utenze all'impianto di produzione e unico punto di accesso alla rete pubblica

2. L'adozione di un modello virtuale che utilizza la rete pubblica per lo scambio energetico tra unità di produzione e consumo, con successivo calcolo delle compensazioni da riconoscere ai partecipanti in base ai benefici apportati al sistema elettrico, rappresentata in Figura 9.

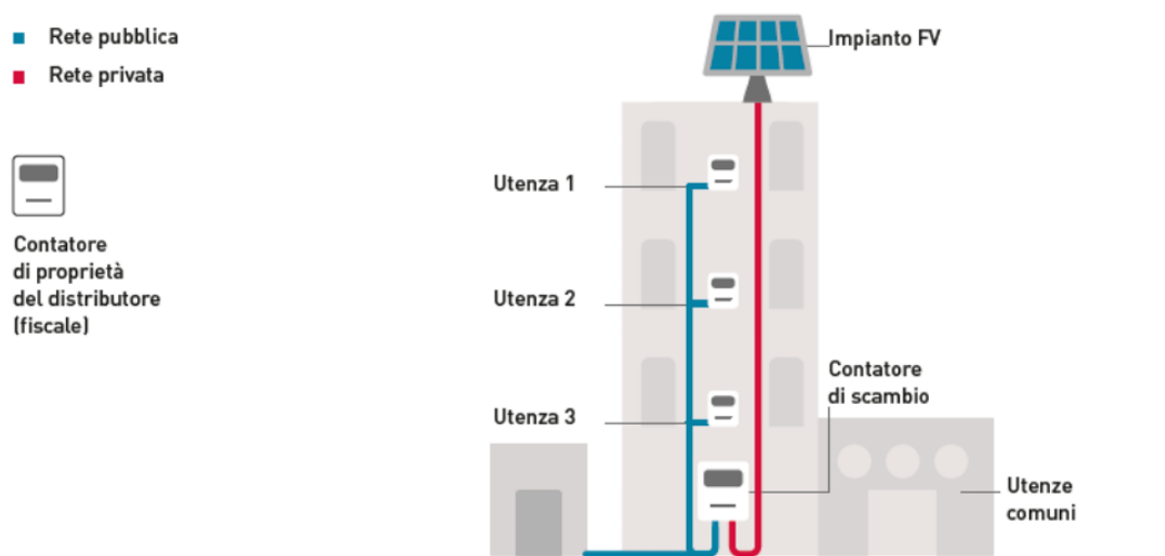


Figura 10. Schema di autoconsumo virtuale con connessione su rete pubblica tra utenze ed impianto

Lo schema di autoconsumo fisico prevede che l'energia elettrica prodotta venga utilizzata istantaneamente all'interno della rete privata dell'edificio o, nel caso di una comunità energetica, entro il perimetro in cui essa opera.

In questo contesto, l'energia autoconsumata non è soggetta all'applicazione delle componenti variabili degli oneri di rete e di sistema, che si applicano esclusivamente all'energia prelevata dalla rete pubblica.

I partecipanti allo schema devono sottoscrivere un contratto unico di fornitura per coprire i consumi sia delle utenze comuni che di quelle private del condominio. Inoltre, è necessario installare un sistema di misurazione non fiscale, di proprietà condominiale, per la contabilizzazione dei consumi delle singole utenze.

Le direttive europee RED II e IEM stabiliscono che, per accedere agli schemi di autoconsumo collettivo o partecipare a Comunità Energetiche, ogni membro debba mantenere i propri diritti di consumatore finale. Questo significa che ciascun utente deve essere libero di scegliere il proprio fornitore di energia e di uscire in qualsiasi momento dalla configurazione adottata.

Tali diritti verrebbero compromessi nel caso in cui gli utenti non disponessero di un proprio POD (punto di prelievo). Per questo motivo, ARERA ha optato per un modello di regolazione di tipo virtuale: ogni utente resta connesso alla rete pubblica tramite un contatore gestito dal distributore locale (DSO), mantenendo così la libertà di scegliere il proprio fornitore e di entrare o uscire dallo schema in qualsiasi momento.

Questo approccio consente di mantenere invariata la configurazione della rete, garantendo al tempo stesso efficienza nella progettazione e nella gestione, oltre a sicurezza e qualità del servizio.

All'interno della Delibera è poi individuato il valore delle componenti relative alle tariffe che non risultano applicabili alla quota di energia condivisa internamente.

Il valore effettivo di queste due componenti è differenziato sulla base delle due configurazioni:

- Nel caso di un Gruppo di Autoconsumatori di energia rinnovabile che operano in forma collettiva, è prevista una restituzione in bolletta per una parte dell'energia condivisa. In particolare, viene riconosciuto un rimborso relativo alle componenti unitarie variabili legate ai costi di trasmissione (TRASE) e distribuzione (BT AU). In aggiunta, è prevista una compensazione economica per la riduzione delle perdite di rete, poiché l'energia viene consumata nello stesso luogo in cui viene prodotta, evitando quindi parte delle dispersioni tipiche del trasporto sulla rete elettrica.
- Nel caso di comunità di energia rinnovabile è prevista solo la restituzione per la quota parte di energia condivisa.

L'esonero economico derivante dalla restituzione di tali componenti tariffarie ammonta a circa:

- 10 €/MWh, rispetto all'energia condivisa, per gli schemi di autoconsumo collettivo;
- 8 €/MWh, sempre sull'energia condivisa, per le CER.

3.3.3 Decreto attuativo MiSE

Il Decreto attuativo del MiSE, noto anche come “Decreto Autoconsumo Collettivo”, è stato emanato il 16 settembre 2020 e definisce i criteri per l’incentivazione della tariffa premio relativa all’energia condivisa. Si specifica che:

- la quota di energia oggetto di incentivazione è unicamente la quota di energia condivisa tra i membri del gruppo di autoconsumo collettivo o Comunità Energetica. L’eccesso della produzione, immesso in rete, è ricompensato al prezzo zonale orario o al Prezzo Minimo Garantito (PMG) a seconda della scelta fatta in fase di registrazione dell’impianto.
- La tipologia di incentivo, scelto dal Ministero per lo Sviluppo Economico, è una tariffa premio fissa, della durata di 20 anni, ed applicabile alla sola quota dell’energia condivisa all’interno della configurazione.
- La tariffa prevede un premio definito in base alle diverse tipologie di configurazioni:
 - un premio di 100 €/MWh in caso l’impianto fosse integrato in una configurazione di autoconsumo collettivo;
 - un premio di 110 €/MWh in caso l’impianto fosse inserito in una Comunità Energetica Rinnovabile. In entrambi i casi la tariffa è indipendente dalla taglia degli impianti.
- Gli incentivi sono cumulabili con altre forme di sussidi come la detrazione fiscale al 50 %, mentre non sarà cumulabile con il Superbonus al 110%.

L’incentivo è calcolato con la formula di seguito indicata:

$$I_{MiSE} = \sum_h E_{AC} \cdot t_{MiSE} \quad (1)$$

Dove:

- $E_{AC}[kWh]$: è l’energia condivisa in ogni ora h ;
- $t_{MiSE}[\frac{€}{kWh}]$: è il valore della tariffa incentivante a seconda della situazione.

In questo modo è premiata la capacità dei singoli individui facenti parte delle configurazioni di sfruttare l’energia prodotta dagli impianti presenti. Ne consegue che in

questo modo più l'utente finale aumenterà la sua attitudine all'utilizzo dell'energia "pulita" più la profittabilità dell'investimento crescerà.

Il Decreto specifica poi che l'energia prodotta dagli impianti detenuti dalla CER o dai componenti del gruppo di autoconsumo collettivo è comunque sempre disponibile ed è inoltre facoltà del soggetto referente della configurazione richiedere anche il servizio di valorizzazione dell'energia immessa da parte del GSE, tramite il Ritiro Dedicato (RID); in questo caso la tariffa associata all'energia immessa in rete può essere scelta dall'utente titolare dei diritti dell'impianto, come spiegato in precedenza.

4. Caso studio di condominio con generatori FV integrati

In questo capitolo è presentato il caso studio del condominio in esame, inserendolo nel contesto edilizio torinese; in seguito è stata descritta la tipologia di condominio con le differenti unità abitative contenute e il numero totale di abitanti.

Successivamente è presentata l'analisi dell'impianto installato durante il periodo di tirocinio effettuato presso l'azienda Trenergy srls, effettuando uno studio di fattibilità tecnica ed economica del progetto successivamente compiuto.

4.1 Contesto edilizio torinese

Il patrimonio edilizio torinese è dominato dai condomini, che costituiscono la forma abitativa più diffusa e rappresentativa della città. Questi edifici raccontano, con le loro diverse altezze e morfologie, l'evoluzione urbanistica e sociale di Torino, riflettendo i bisogni abitativi che si sono susseguiti nel tempo. La tipologia prevalente è quella dei condomini di media altezza, generalmente compresi tra i tre e gli otto piani, che definiscono il tessuto residenziale di ampie porzioni della città. Questa categoria di edifici risulta particolarmente interessante dal punto di vista energetico, poiché combina una superficie di copertura significativa con un fabbisogno proporzionato, creando le condizioni per un buon equilibrio tra domanda e possibilità di autoproduzione.

Accanto a essi, seppur meno numerosi, si trovano i grandi condomini multipiano, spesso costruiti nei quartieri periferici durante le fasi di espansione urbana del secondo dopoguerra. In questi casi, la ridotta superficie di tetto disponibile per ciascun appartamento rende più complessa l'integrazione di tecnologie rinnovabili. È proprio in questi contesti che si aprono prospettive innovative, come l'adozione di soluzioni di fotovoltaico integrato in facciata (Building Integrated Photovoltaics, BIPV), capaci di trasformare elementi verticali dell'edificio in superfici attive per la produzione di energia.

Le coperture degli edifici torinesi costituiscono comunque un potenziale considerevole: studi recenti stimano oltre dieci milioni di metri quadrati disponibili. Questo dato, sebbene imponente, va letto con cautela, poiché non tutta la superficie teoricamente utilizzabile risulta realmente sfruttabile a causa di vincoli storici, architettonici e

funzionali, come la presenza di abbaini, camini o altri elementi di disturbo. Nonostante ciò, le caratteristiche tipiche dei tetti torinesi, con inclinazioni intorno ai 30° e orientamenti spesso favorevoli verso sud-est o sud-ovest, confermano una buona predisposizione all'installazione di impianti fotovoltaici tradizionali.

Un ulteriore aspetto da considerare riguarda i profili di consumo energetico delle diverse tipologie abitative. Le abitazioni unifamiliari e i piccoli edifici residenziali presentano consumi concentrati nelle ore mattutine e serali, richiedendo il supporto di sistemi di accumulo per sfruttare al meglio l'energia prodotta durante il giorno. Nei condomini plurifamiliari, invece, la distribuzione della domanda lungo tutta la giornata favorisce un autoconsumo più immediato dell'energia solare. Ancora più vantaggiosa risulta la situazione dei condomini che ospitano anche funzioni commerciali o terziarie: in questi casi, la complementarità tra consumi diurni e serali crea un equilibrio naturale che aumenta l'efficienza complessiva e riduce la dipendenza dalla rete.

Nel complesso, il quadro che emerge mostra come i condomini di media altezza rappresentino la tipologia edilizia più promettente per iniziative di autoproduzione e condivisione energetica. Grazie alla loro configurazione, questi edifici offrono le condizioni ottimali per sperimentare modelli innovativi come l'autoconsumo collettivo e le Comunità Energetiche Rinnovabili, capaci di coniugare benefici ambientali, economici e sociali con la valorizzazione del patrimonio edilizio esistente.

4.2 Descrizione condominio in esame

Il caso studio analizzato nel presente lavoro riguarda un condominio situato nella città di Torino, in zona Vanchiglia, più precisamente all'incrocio tra via Oropa 121 e via Pallanza 23, costruito nell'anno 1970. L'edificio rientra nella tipologia edilizia plurifamiliare di medio-grandi dimensioni, molto diffusa nel tessuto urbano torinese, ed è costituito da 7 sette piani fuori terra per un totale di 46 unità abitative in cui si contano 87 abitanti.

Al piano terra è presente inoltre uno studio professionale, il quale lavora nell'ambiente pubblicitario. Questo studio è situato nella parte di condominio relativo a via Pallanza 23. Nell'analisi successiva non sarà conteggiato in quanto non aderente al Gruppo di Autoconsumo condominiale.

Dal punto di vista architettonico, l'edificio presenta una copertura di tipo a falde con tegole marsigliesi, con una superficie complessiva di circa 700 m² potenzialmente disponibile per l'installazione fotovoltaica. Le falde del condominio in realtà non sono tutte ottimali per l'installazione di un impianto fotovoltaico: il condominio presenta una falda esposta a SUD, una a SUD-EST e l'ultima ad EST. La copertura risulta in parte libera da ostacoli, fatta eccezione per alcuni comignoli presenti su tutte le falde, che riducono lievemente la superficie effettivamente sfruttabile.

Dal punto di vista organizzativo, il condominio rappresenta un contesto interessante per lo sviluppo di modelli di autoconsumo collettivo: la presenza di un numero significativo di famiglie, unite a consumi comuni costanti, rende infatti plausibile l'adozione di un impianto condiviso.

La valutazione tecnica ed economica condotta in questo lavoro mira quindi a verificare la fattibilità di una soluzione fotovoltaica condominiale e a esplorarne i potenziali benefici in termini energetici, ambientali ed economici.

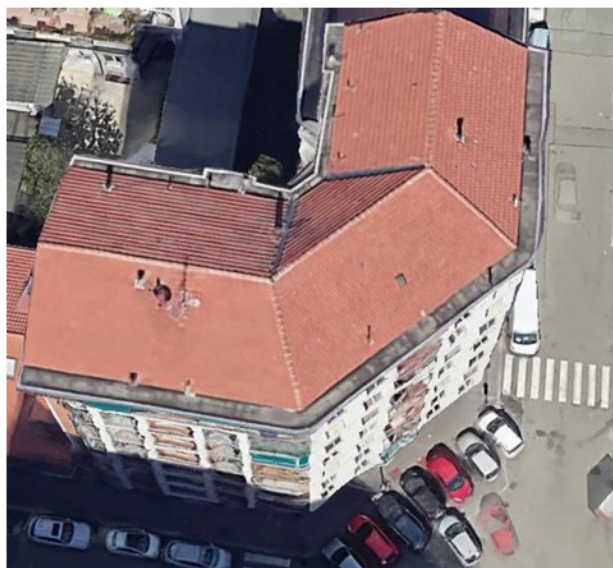


Figura 11. Condominio in esame

4.3 Dimensionamento, producibilità ed analisi economica degli impianti fotovoltaici esistenti

In questo paragrafo viene analizzata la configurazione attualmente esistente, caratterizzata dalla presenza di due impianti fotovoltaici grid-connected, installati sulla superficie utile della copertura dell'edificio oggetto di studio. Tali impianti consentono di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile e di utilizzarla direttamente in loco, riducendo in maniera significativa la quantità di energia prelevata dalla rete. In tal modo, una parte consistente del fabbisogno energetico dell'edificio viene soddisfatta attraverso l'autoconsumo immediato dell'energia generata.

Nei momenti in cui la produzione risulta superiore alla domanda istantanea, l'energia eccedente viene immessa nella rete elettrica, contribuendo all'alimentazione del sistema elettrico complessivo. Viceversa, quando la produzione non è sufficiente a coprire i consumi dell'edificio, il fabbisogno residuo viene soddisfatto mediante il prelievo dalla rete, garantendo la continuità dell'approvvigionamento.

Gli impianti sono stati installati su due falde distinte della copertura, con una potenza di picco complessiva suddivisa equamente:

- 8,5 kWp sulla falda esposta a Sud;
- 8,5 kWp sulla falda esposta a Sud-Est.

Tale configurazione è stata adottata in relazione alla presenza di due scale condominiali distinte, ciascuna dotata di un proprio POD. L'impianto collocato sulla falda a Sud è associato alla scala di Via Oropa, mentre l'impianto situato sulla falda a Sud-Est è associato alla scala di Via Pallanza. In Figura 12 è mostrata la visione dall'alto del condominio nella versione antecedente all'installazione dei generatori fotovoltaici.

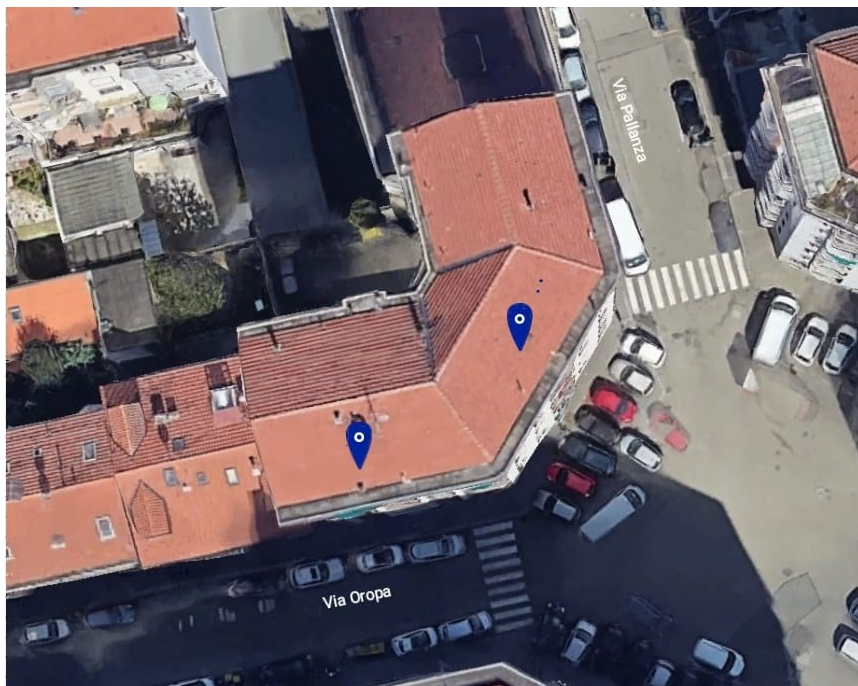


Figura 12. Condominio pre-installazione

La realizzazione degli impianti è stata completata nell'anno corrente, consentendo al condominio di disporre di una produzione autonoma di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'intervento si colloca in un contesto di forte espansione del settore fotovoltaico in Italia, favorito sia dai meccanismi di incentivazione nazionali, sia dalla progressiva riduzione dei costi tecnologici. Negli ultimi dieci anni, infatti, il costo medio dei moduli fotovoltaici ha registrato una diminuzione superiore al 70%, contribuendo a rendere questa tecnologia sempre più competitiva e accessibile, sia per le utenze domestiche sia per quelle industriali.

4.3.1 Dimensionamento

Il fabbisogno di energia elettrica è stato ricavato dalle bollette degli anni precedenti all'installazione in modo da avere alcuni dati mensili, espressi in *kWh*, i quali sono poi stati suddivisi nelle diverse fasce di consumo. In Tabella 1 e Tabella 2 sono riportati rispettivamente i consumi energetici delle parti comuni del POD di Via Oropa e del POD di Via Pallanza.

Tabella 1. Consumi energetici dei servizi comuni condominiali POD Oropa

Mese	POD Oropa [kWh]	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]
Gennaio	225	45	67	112
Febbraio	205	41	62	103
Marzo	197	40	59	98,7
Aprile	172	34	52	86
Maggio	169	34	51	84,5
Giugno	155	31	47	77,6
Luglio	164	33	49	82
Agosto	173	35	52	86,4
Settembre	185	37	56	92,5
Ottobre	195	39	59	97,6
Novembre	200	40	60	100
Dicembre	229	46	69	114
TOTALE	2269	454	681	1135

Tabella 2. Consumi energetici dei servizi comuni condominiali POD Pallanza

Mese	POD Pallanza [kWh]	F1 [kWh]	F2 [kWh]	F3 [kWh]
Gennaio	256,3	51	77	128
Febbraio	233,8	47	70	117
Marzo	225,1	45	68	113
Aprile	195,8	39	59	97,9
Maggio	192,8	39	58	96,4
Giugno	176,9	35	53	88,4
Luglio	186,9	37	56	93,5
Agosto	196,9	39	59	98,4
Settembre	210,9	42	63	106
Ottobre	222,6	45	67	111
Novembre	228,3	46	69	114
Dicembre	260,6	52	78	130
Totale	2586,9	518	776	1294

4.3.1.1 Producibilità energetica

La producibilità energetica del sito in esame è stata stimata utilizzando il software online PVGIS. Il database utilizzato è il PVGIS-SARH3, ritenuto più adatto per questa analisi.

La produzione delle diverse falde sarà studiata separatamente in modo da confermare il corretto posizionamento dei moduli sulla superficie utile dell'immobile, sfruttando al massimo la radiazione solare incidente.

4.3.1.1.1 Produzione energetica falda SUD

Per la produzione energetica dell'impianto è stato utilizzato il software europeo PVGIS in quanto i dati di produzione in esercizio non è stato possibile recuperarli.

In Figura 13 sono riportati i valori di producibilità e l'irraggiamento medio mensile relativi al sito in esame.

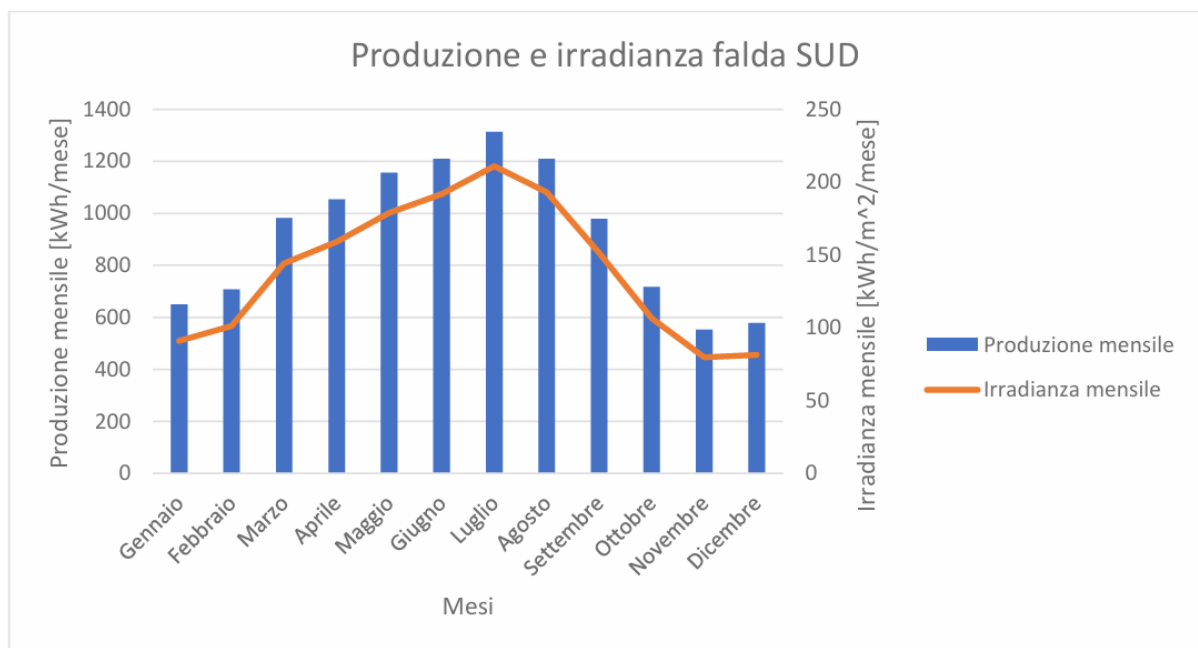


Figura 13. Produzione e irradianza falda SUD

In Tabella 3 invece sono riepilogati i valori di maggiore importanza per quanto concerne la porzione di impianto analizzata.

Tabella 3. Riepilogo produzione falda SUD

Potenza totale impianto [kWp]	8,5
Perdite di sistema [%]	14
Produzione annua [kWh/anno]	11107,64
Irraggiamento annuo nel piano [kWh/anno]	1689,21
Rapporto kWh/kWp/anno	1306,78

4.3.1.1.2 Produzione energetica falda SUD-EST

Come spiegato nel paragrafo precedente i dati della produzione fotovoltaica sono stati calcolati con il software europeo PVGIS.

In Figura 14 sono riportati i dati di producibilità per l'impianto posizionato sulla falda SUD-EST del sito in esame.

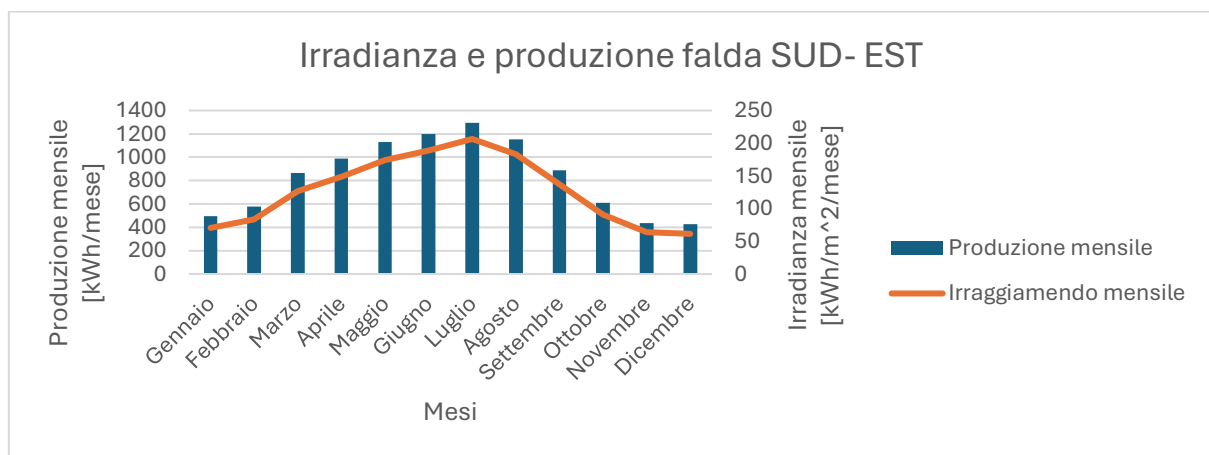


Figura 14. Irradianza e produzione falda SUD-EST

In Tabella 4, così come per la falda SUD, sono riportati i valori di riepilogo relativi alla falda SUD-EST.

Tabella 4. Riepilogo produzione falda SUD-EST

Potenza totale impianto [kWp]	8,5
Perdite di sistema [%]	14
Produzione annua [kWh/anno]	10058,09
Irraggiamento annuo nel piano [kWh/anno]	1534,96
Rapporto kWh/kWp/anno	1183,31

4.3.1.1.3 Produzione falda EST

L'ultima falda in cui è stata analizzata la producibilità e quella esposta completamente ad EST con un angolo azimut pari a -90 in quanto risulta completamente orientata verso destra.

In Figura 15 sono presentati i dati relativi alla producibilità e l'irraggiamento ricavati con il software PVGIS per la falda in esame.

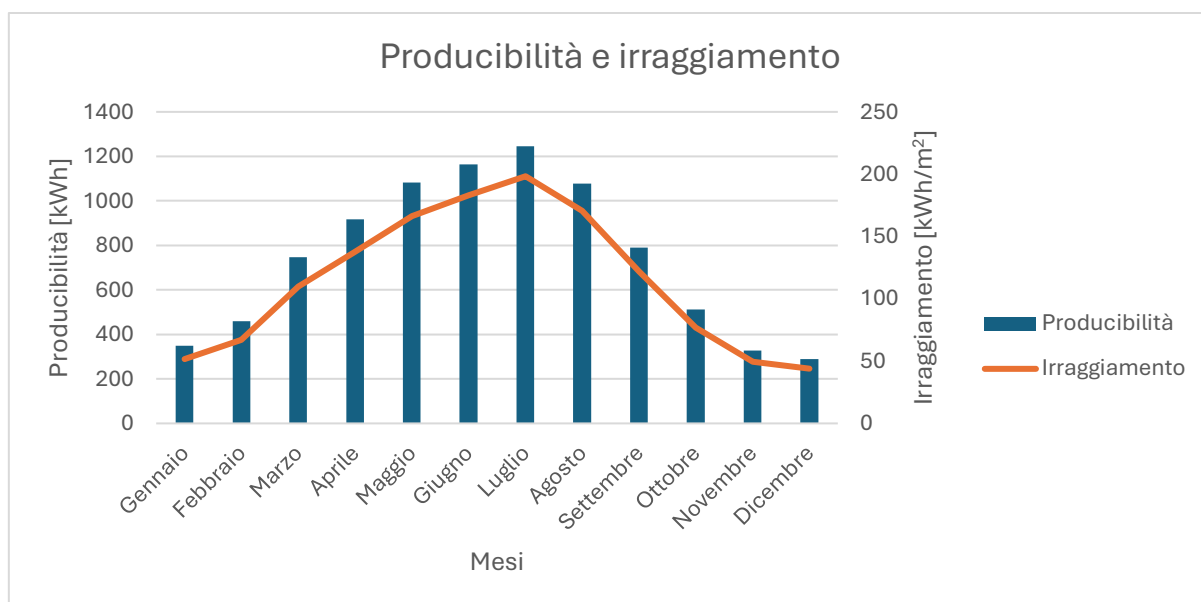


Figura 15. Irradianza e produzione falda EST

In Tabella 5 è possibile osservare i dati riepilogativi riguardanti i dati energetici della falda in esame.

Tabella 5. Riepilogo produzione falda EST

Potenza totale impianto [kWp]	8,5
Perdite di sistema [%]	14,0
Produzione annua [kWh/anno]	8959,3
Irraggiamento annuo nel piano [kWh/anno]	1376,4
Rapporto kWh/kWp/anno	1054,0

4.3.1.1.4 Confronto di producibilità tra le falde

Per una corretta scelta delle falde su cui installare l'impianto fotovoltaico è utile effettuare un confronto tra la producibilità di un impianto tipo che si andrà ad installare.

Pertanto, in Figura 16 è presentata la producibilità di un impianto di riferimento di uguale potenza tra le diverse falde in esame. L'impianto in questione possiede una potenza di picco pari a 8,5 kWp.

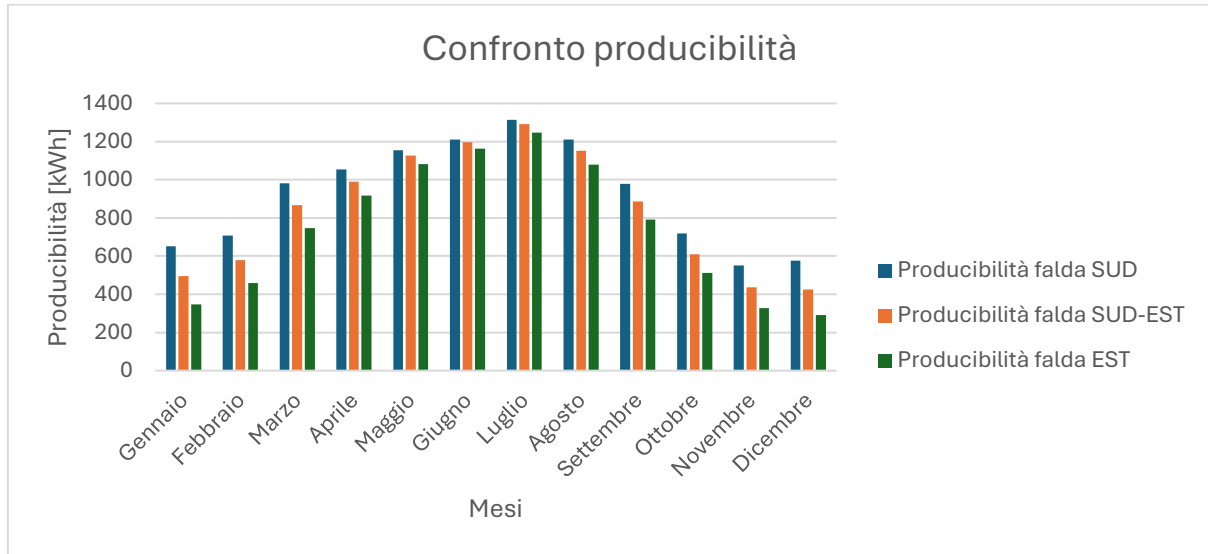


Figura 16. Confronto producibilità tra falde

Come si evince dal grafico la producibilità dell'impianto in esame risulta molto simile nei mesi estivi, anche se comunque rimane maggiore con l'orientamento dei moduli a completamente a SUD, mentre molto differente nei mesi invernali. In maniera analoga è possibile riassumere i dati più importanti per la producibilità e l'irraggiamento sulle falde. Questi dati sono riassunti in Tabella 6.

Tabella 6. Riepilogo dati confronto tra falde

FALDA	SUD	SUD-EST	EST
Potenza totale impianto [kWp]	8,5		
Perdite di sistema [%]	14,0	14,0	14,0
Produzione annua [kWh/anno]	11107,64	10058,09	8959,25
Irraggiamento annuo nel piano [kWh/anno]	1689,21	1534,96	1376,44
Rapporto kWh/kWp/anno	1306,78	1183,30	1054,03

Come si evince in Tabella 6 in realtà tutti i valori di rapporto $\frac{kWh}{kWp \cdot anno}$ è in linea con la producibilità tipica per la zona geografica di installazione, che si attesta intorno a 1100 – 1200 $\frac{kWh}{kWp \cdot anno}$ al Nord Italia, 1.300 – 1.400 $\frac{kWh}{kWp \cdot anno}$ al Centro, e fino a 1500 –

1600 $\frac{kWh}{kWp \cdot anno}$ al Sud come indicato dal Rapporto Statistico sul fotovoltaico redatto dal GSE nel 2023.

La produzione presenta la consueta distribuzione stagionale tipica del fotovoltaico:

- valori più elevati in primavera ed estate, quando l'irraggiamento solare è massimo e la durata del giorno più lunga;
- valori ridotti in autunno e inverno, con giornate più corte e angolo solare meno favorevole.

Pertanto, è possibile notare come la produzione della falda SUD risulti quella con i valori massimi nei diversi mesi dell'anno, quindi la migliore scelta per l'installazione.

4.3.2 Caratteristiche tecniche dell'impianto attuale

4.3.2.1 Selezione del modulo fotovoltaico

L'impianto attuale presenta una potenza nominale di 17 kWp , suddivisa in 40 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino di modello Longi Hi-MO X6 LR5-54HTH425M [4], ciascuno con potenza unitaria pari a 425 Wp . La raffigurazione del modulo e le caratteristiche presenti nella scheda tecnica sono riportate rispettivamente in Figura 17 e in Tabella 7. In Figura 18 è rappresentato il degrado della potenza prodotta dal modulo durante la vita garantita dalla casa madre.

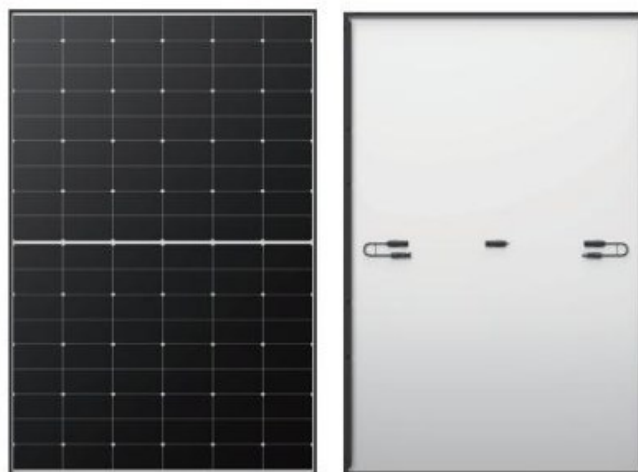


Figura 17. Visione fronte retro del modulo fotovoltaico

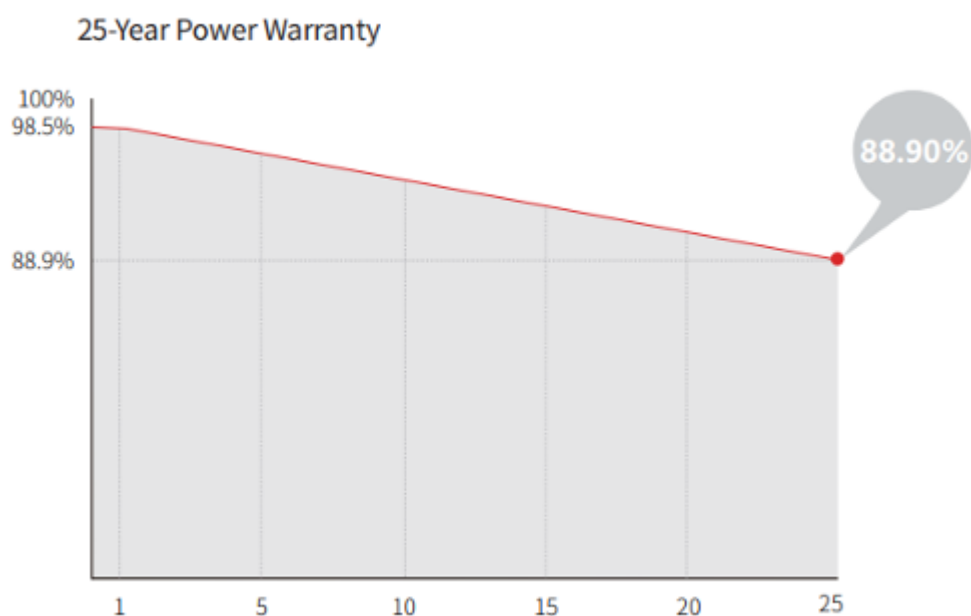


Figura 18. Garanzia sulle prestazioni del modulo

L'efficienza media dei pannelli è pari a circa 21,8 %, in linea con gli standard attuali di mercato.

Tabella 7. Scheda tecnica Longi Solar HiMo X6 LR5-54HTH425M [4]

Tecnologia		Monocristallino	
Numero di celle	108		
Dimensioni del modulo	1722 x 1134 x 30	mm	
Peso del modulo	20,8	kg	
Pmax	425	W	
Vmpp	29,78	V	
Impp	10,67	A	
Isc	11,36	A	
Voc	36,55	V	
ηstc	21,8	%	
NOCT	45	°C	
α(Isc)	0,05	%/°C	
B(Voc)	-0,23	%/°C	
γ(Pmax)	-0,29	%/°C	
Area	1,95	m ²	
Pmax/Area	217,64	W/m ²	

4.3.2.2 Selezione dell'inverter

Attraverso i dati ricavati dal software PVGIS è stato ricavato il valore massimo di irradianza globale sul piano orizzontale in condizioni di cielo sereno pari a $1037,45 \text{ W/m}^2$ con una temperatura media dell'aria corrispondente a $18,92 \text{ }^\circ\text{C}$; è stato inoltre possibile ricavare il valore della temperatura media annuale dell'aria pari a $13,82 \text{ }^\circ\text{C}$.

In questo modo risulta possibile ricavare la temperatura di funzionamento della cella e la potenza in corrente alternata prodotta dai moduli:

$$T_c = T_a + (NOCT - T_{a,NOCT}) \cdot \frac{G}{G_{NOCT}} = 46,24 \text{ }^\circ\text{C} \quad (6)$$

$$P_{AC} = P_n \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot [1 + \gamma_{\%} \cdot (T_c - T_{a,STC})] \cdot 0,92 \cdot \eta_{DC-AC} = 7.346,68 \text{ W} \quad (7)$$

Gli inverter selezionati per la conversione della corrente continua prodotta dai moduli sono n. 2 inverter trifase di marca Solis S5-GR3P8K con potenza nominale pari a 8 kW ed efficienza intorno al 98%, che garantiscono una gestione ottimale della produzione. In Figura 19 e in Tabella 8 sono riportati rispettivamente la raffigurazione dell'inverter e le caratteristiche tecniche.

Tabella 8. Scheda tecnica inverter Solis S5-GR3P8K [5]

Potenza fotovoltaica raccomandata	12000	W
Pac,inv	8800	VA
Numero canali MPPT	2	
Vmppt,min	160	V
Vmppt, max	1000	V
Idc,max	32	A
Vdc,max	1100	V
η_{max}	98,5	%
η_{eur}	97,9	%
Precisione MPPT	99,9	%
Dimensioni inverter	310*563*219	mm
Peso inverter	17,8	kg



Figura 19. Inverter Solis S5-GR3P8K

4.3.2.3 Composizione stringhe

I 40 moduli fotovoltaici sono stati raggruppati in varie configurazioni di serie e paralleli: la soluzione definitiva in cui sono stati installati prevede per ogni falda 2 collegamenti paralleli di 10 moduli ciascuno. Pertanto, in questa configurazione si raggiungono i valori di tensione e di corrente nominali di stringa in condizioni di STC pari a:

$$V_n = N_s \cdot V_{MPP} = 297,8 \text{ V} \quad (9)$$

$$I_n = N_p \cdot I_{MPP} = 21,34 \text{ A} \quad (10)$$

A seguito di questo calcolo si procede con la verifica di questi valori rispetto a quelli sostenibili dall'inverter ($V_{DC,max}$), considerando il valore del coefficiente β relativo alla tensione e la condizione critica di riferimento è relativa alla temperatura minima raggiungibile nel modulo pari a: $T_{c,min} = -40^\circ\text{C}$.

La tensione massima degli array, in condizioni open-circuit, risulta essere pari a:

$$V_{OC}(T_{c,min}) = N_s \cdot [V_{OC}(STC) + \beta \cdot (T_{c,min} - T_{STC})] = 367 \text{ V} \quad (11)$$

Per verificare che la corrente prodotta dal fotovoltaico non superi mai la massima corrente sostenibile dall'inverter ($I_{DC,max}$), considerando il coefficiente α relativo alla corrente del modulo e la condizione critica di funzionamento relativa alla temperatura massima raggiungibile nel modulo, pari a: $T_{c,max} = 85^\circ\text{C}$.

$$I_{max}(T_{c,max}) = N_p \cdot [I_{MPP}(STC) + \alpha \cdot (T_{c,max} - T_{STC})] = 21,28 \text{ A} \quad (12)$$

Una seconda verifica effettuata risulta essere quella relativa alle condizioni operative degli array: in particolare è stato verificato che queste rientrino nei range di tensione ammessa dal dispositivo MPPT contenuto nell'inverter. Pertanto, sono stati effettuati i seguenti calcoli:

$$V_n(T_{c,min}) = N_s \cdot [V_{MPP}(STC) + \beta \cdot (T_{c,min} - T_{STC})] = 299,3 \text{ V} \quad (13)$$

$$V_n(T_{c,max}) = N_s \cdot [V_{MPP}(STC) + \beta \cdot (T_{c,max} - T_{STC})] = 296,4 \text{ V} \quad (14)$$

Successivamente è necessario verificare che il rapporto tra la potenza nominale dell'inverter P_{inv} e la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico sia compreso nel range tra il 90% e il 120%. In questo modo è possibile stabilire se l'inverter è nelle condizioni di lavoro di alta efficienza. Pertanto, il valore ottenuto è pari a:

$$\frac{P_{inv}}{P_v} = 104\% \quad (15)$$

In Tabella 9 sono riportati i risultati delle verifiche precedentemente effettuati.

Tabella 9. Verifiche accoppiamento modulo inverter

CONDIZIONI DI TEST	VALORE CALCOLATO	VALORE LIMITE	RISULTATO
TENSIONE ASSOLUTA MASSIMA	367 V	1100 V	OK
CORRENTE MASSIMA	21,28 A	32 A	OK
TENSIONE MPPT MASSIMA	299,3 V	1000 V	OK
TENSIONE MPPT MINIMA	296,4 V	160 V	OK
INVERTER/FIELD POWER RATIO	104 %	90-120 %	OK

4.3.2.4 Posizionamento

L'installazione occupa una superficie complessiva di circa 78,11 m², con i moduli divisi equamente su due falde distinte dell'edificio: una orientata a Sud con un angolo di Azimut di circa -13°, siccome leggermente inclinata verso Est, e un angolo di Tilt di circa 25° rispetto all'orizzontale; l'altra falda è invece esposta a Sud-Est con un angolo di Azimut di circa -60° ed un angolo di Tilt di circa 25° in quanto il tetto è il medesimo. In Figura 20 è possibile osservare il posizionamento dei moduli finale, nella fase di post-installazione.

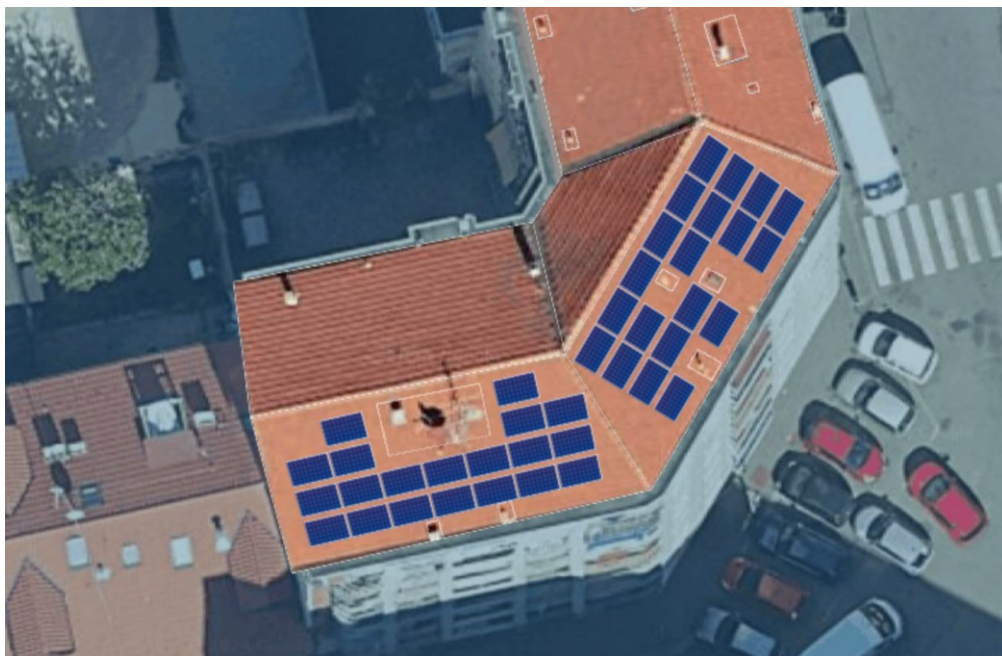


Figura 20. Disposizione moduli

Attualmente, l'impianto non è dotato di un sistema di accumulo elettrochimico: la presenza di batterie permetterebbe di incrementare l'autoconsumo e ridurre ulteriormente i prelievi dalla rete, ma comporterebbe anche un investimento aggiuntivo, per questo motivo si effettuerà uno studio di fattibilità per questa opzione.

4.3.2.5 Schema elettrico

Per semplicità di lettura viene presentato in Figura 21 e Figura 22 lo schema elettrico relativo all'impianto installato sulla falda SUD in quanto i due progetti corrispondono perfettamente l'uno con l'altro.

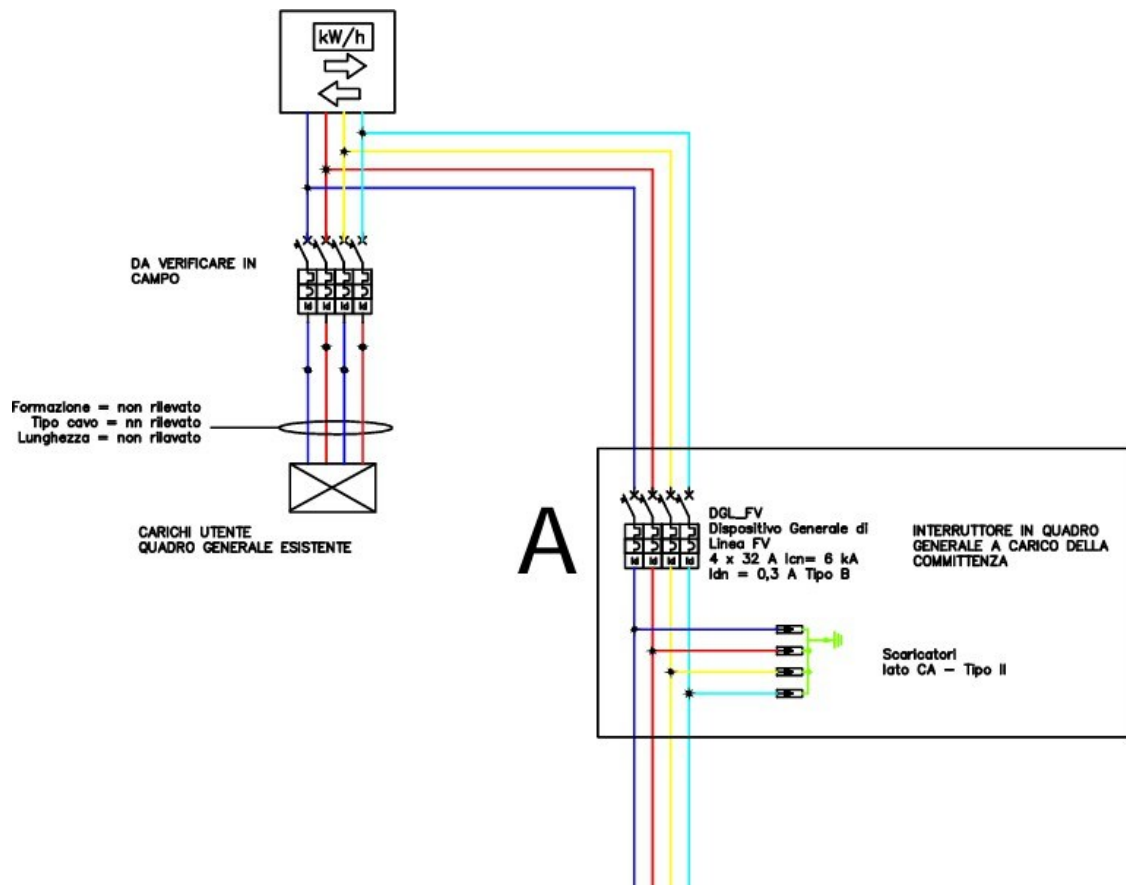


Figura 21. Schema elettrico parte 1

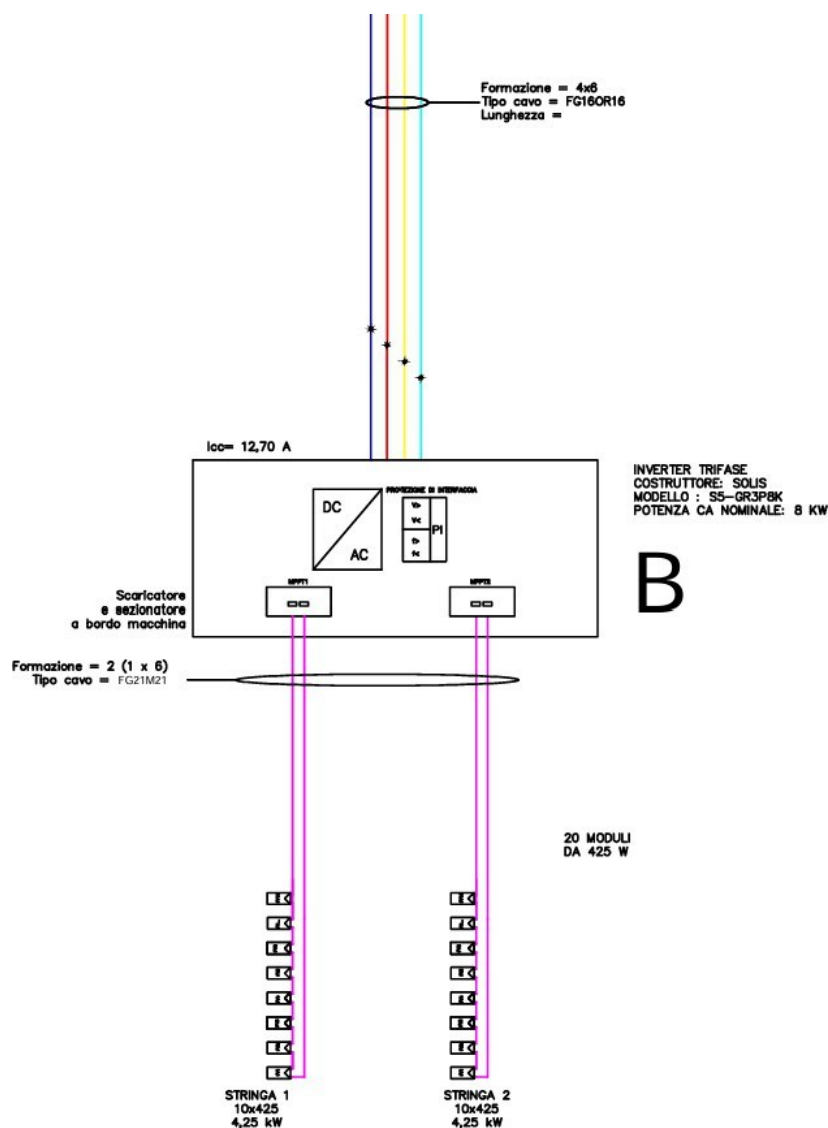


Figura 22. Schema elettrico parte 2

Nelle figure presentate sopra è possibile notare i componenti principali dell'impianto: campo fotovoltaico, contenente i 20 moduli installati su questa falda suddivisi in due stringhe da 10 moduli ciascuna;

- inverter di stringa da 8 kW con due MPPT;
- quadro di sezionamento AC contenente un interruttore magneto-termico e scaricatori;
- contatore di bidirezionale della rete elettrica.

Come si può notare non è presente il contatore di produzione del fotovoltaico e il quadro di sezionamento DC contenente il dispositivo di protezione di interfaccia; questo è

possibile poiché l’inverter scelto possiede già un dispositivo di protezione di interfaccia al suo interno, rendendo inutile il posizionamento di un altro dispositivo.

4.3.3 Analisi energetica

Nel seguente paragrafo si procederà con l’analisi del dimensionamento dell’impianto e l’analisi dei benefici energetici derivanti dalla sua installazione.

Per effettuare un’analisi congrua e definita si dividerà l’analisi nelle diverse falde su cui è stato installato l’impianto.

In Tabella 10 è possibile osservare i dati energetici relativi all’impianto installato sulla falda orientata verso SUD e associato alla scala con indirizzo Via Oropa 121, per comodità chiamata Scala A.

Tabella 10. Risultati energetici scala Oropa (falda SUD)

Mese	Consumo F1	Consumo F2	Consumo F3	Produzione FV [kWh]	Autoconsumo “potenziale” [kWh]	Vendita “potenziale” [kWh]
Gennaio	45	67,4	112,4	650,56	62,98	587,58
Febbraio	41	61,5	102,5	707,78	57,4	650,38
Marzo	39,5	59,2	98,7	982,06	55,29	926,77
Aprile	34,4	51,6	86	1052,81	48,16	1004,65
Maggio	33,8	50,7	84,5	1155,47	47,32	1108,15
Giugno	31	46,6	77,6	1209,23	43,42	1165,81
Luglio	32,8	49,2	82	1313,6	45,92	1267,68
Agosto	34,5	51,8	86,4	1210,31	48,32	1161,99
Settembre	37	55,5	92,5	978,36	51,8	926,56
Ottobre	39	58,5	97,6	717,55	54,61	662,94
Novembre	40	60,1	100,1	552,28	56,02	496,26
Dicembre	45,7	68,6	114,3	577,63	63,99	513,64
				11107,64	635,23	10472,41

In Tabella 11 è possibile osservare invece i dati relativi all’impianto installato sulla falda SUD-EST ed associato alla scala con indirizzo Via Pallanza 23, per comodità chiamata Scala B.

Tabella 11. Risultati energetici scala Pallanza (falda SUD-EST)

Mese	Consumo F1	Consumo F2	Consumo F3	Produzione FV	Autoconsumo “potenziale” [kWh]	Vendita “potenziale” [kWh]
Gennaio	51,3	76,9	128,2	494,01	71,81	422,2
Febbraio	46,8	70,1	116,9	579,16	65,5	513,66
Marzo	45	67,5	112,6	865,53	63,01	802,52
Aprile	39,2	58,7	97,9	990,6	54,86	935,74
Maggio	38,6	57,8	96,4	1127,86	54,02	1073,84
Giugno	35,4	53,1	88,4	1196,69	49,55	1147,14
Luglio	37,4	56,1	93,5	1292,65	52,36	1240,29
Agosto	39,4	59,1	98,4	1151,24	55,15	1096,09
Settembre	42,2	63,3	105,5	886,9	59,08	827,82
Ottobre	44,5	66,8	111,3	611,01	62,31	548,7
Novembre	45,7	68,5	114,2	435,76	63,97	371,79
Dicembre	52,1	78,2	130,3	426,68	72,95	353,73
Totale	517,6	776,1	1293,6	10058,09	724,57	9333,52

Come è possibile notare dai valori numerici la totalità dei consumi nella fascia oraria diurna può essere, per entrambe le scale, soddisfatta dalla produzione fotovoltaica. Osservando i dati però si può notare come una quota significativa dei consumi risulta non soddisfatta. Questo accade poiché le zone comuni di un condominio comprendono principalmente le zone comuni di ingresso, scale, ascensore e cantine. Pertanto, la maggior parte di queste utenze richiedono energia elettrica nel momento della giornata in cui l'impianto non è più in funzione.

Per tenere conto di questa situazione è necessario calcolare due parametri principali: l'autoconsumo e l'autosufficienza. Le formule utilizzate per il calcolo delle grandezze sono:

$$\text{Autoconsumo} = \frac{\text{Energia prodotta autoconsumata}}{\text{Energia prodotta}} \quad (16)$$

$$\text{Autosufficienza} = \frac{\text{Energia prodotta autoconsumata}}{\text{Consumi}} \quad (17)$$

In Tabella 12 e in Tabella 13 è possibile osservare come il varino i valori delle grandezze enunciate nei diversi mesi dell'anno.

Tabella 12. Autoconsumo e autosufficienza "potenziali" - Scala Oropa

Mese	Autoconsumo medio mensile	Autosufficienza media mensile
Gennaio	9,68%	28,02%
Febbraio	8,11%	28,00%
Marzo	5,63%	28,01%
Aprile	4,57%	28,00%
Maggio	4,10%	28,00%
Giugno	3,59%	27,98%
Luglio	3,50%	28,02%
Agosto	3,99%	27,98%
Settembre	5,29%	28,00%
Ottobre	7,61%	27,99%
Novembre	10,14%	27,98%
Dicembre	11,08%	27,99%

Tabella 13. Autoconsumo e autosufficienza “potenziali” - Scala Pallanza

Mese	Autoconsumo medio mensile	Autosufficienza media mensile
Gennaio	14,54%	28,02%
Febbraio	11,31%	28,02%
Marzo	7,28%	27,99%
Aprile	5,54%	28,02%
Maggio	4,79%	28,02%
Giugno	4,14%	28,01%
Luglio	4,05%	28,01%
Agosto	4,79%	28,01%
Settembre	6,66%	28,01%
Ottobre	10,20%	27,99%
Novembre	14,68%	28,02%
Dicembre	17,10%	27,99%

Come anticipato, si può notare che le percentuali di autoconsumo risultano basse in tutti i mesi dell'anno in entrambe le utenze mentre l'autosufficienza risulta essere pari ad un valore pressoché fisso. La costanza del valore di autoconsumo può essere spiegata dalle ipotesi effettuate e dalla tipologia di utenza in esame: infatti i consumi sono stati suddivisi nelle diverse fasce di consumo (F1, F2, F3) ipotizzando un maggiore consumo nelle ore notturne da parte delle utenze condominiali, in quanto le luci delle parti comuni si utilizzano principalmente la sera, e proprio perché i consumi risultano pressoché costanti nei mesi non essendoci particolari variazioni nella tipologia di carichi.

Inoltre dalla Figura 23 è possibile osservare il confronto tra la produzione delle falde e i consumi mensili delle utenze collegate al condominio.

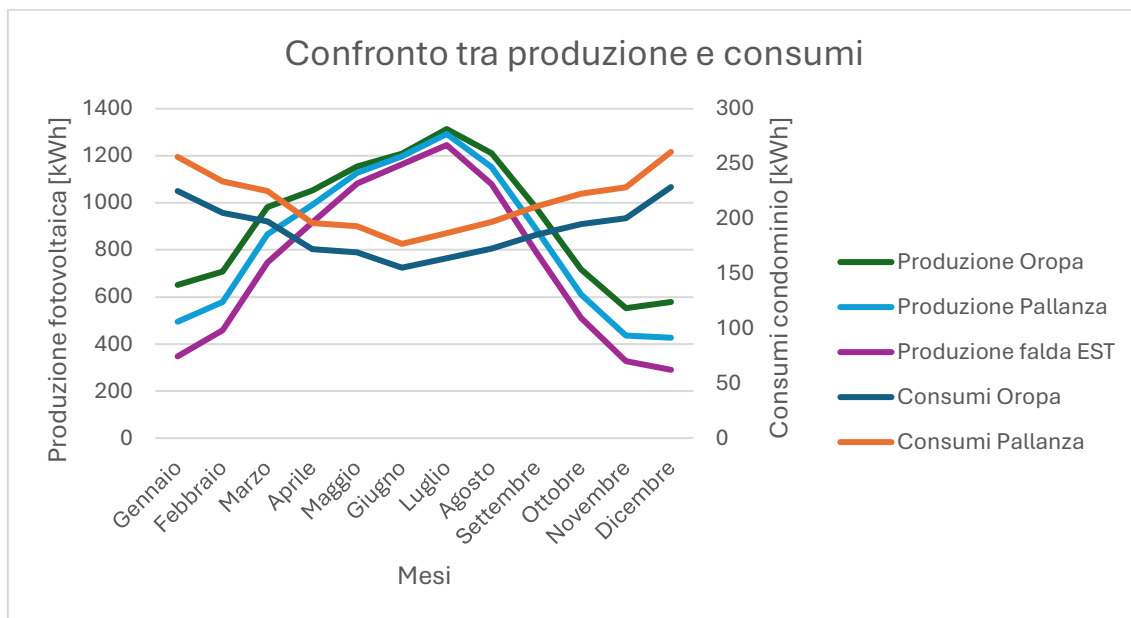


Figura 23. Confronto tra produzione delle singole falde e consumi delle utenze

Il grafico è strutturato con due assi delle ordinate distinti, ciascuno con una scala differente. L'asse di sinistra rappresenta la produzione fotovoltaica mensile, mentre quello di destra mostra i consumi delle utenze condominiali, anch'essi suddivisi per mese. Il confronto tra le curve consente di comprendere perché la percentuale di autoconsumo risulti piuttosto bassa: la produzione fotovoltaica, infatti, è significativamente superiore rispetto ai consumi, soprattutto nei mesi primaverili ed estivi. Inoltre, l'energia prodotta dal fotovoltaico e utilizzata dalle utenze nella configurazione analizzata è limitata alla sola fascia diurna, coincidente con le ore di produzione diretta.

4.3.4 Analisi economica

L'analisi economica dell'impianto è stata resa possibile dalla conoscenza dell'importo totale del sistema di produzione; infatti, gli impianti sono stati venduti con un singolo importo totale pari a 33.272,75 €. Per precisione di calcolo però lo studio economico, così come per l'analisi energetica, si svilupperà in maniera separata tra gli impianti.

L'importo totale dei singoli impianti risulta pertanto uguale tra loro, visto l'uguaglianza tra i componenti e la potenza di picco installata, e pari alla metà dell'importo totale, ovvero: 16.636,36 €. Per esprimere con più chiarezza i singoli importi relativi all'investimento compiuto da parte dei condomini in Tabella 14 sono stati elencati i valori economici di riferimento.

Tabella 14. Elenco costi componenti impianto

	COSTO PER UNITÀ	QUANTITÀ	COSTO COMPLESSIVO
Moduli	104,85 €	20	2.097,06 €
Inverter	1.175,80 €	1	1.175,80 €
Cavi, protezioni, interruttori	2.370,60 €	1	2.370,60 €
Lavori ed installazione	4.211,40 €	1	4.211,40 €
Progetto	6.556,00 €	1	6.556,00 €
Trasporto materiali	225,50 €	1	225,50 €
TOTALE			16.636,36 €

In Figura 24 si può notare il peso dei singoli componenti sul totale dell'investimento. È interessante notare come la quota più importante dell'investimento sia destinata alle spese di progetto e realizzazione dell'impianto fotovoltaico, piuttosto che all'acquisto dei moduli fotovoltaici e dell'inverter.

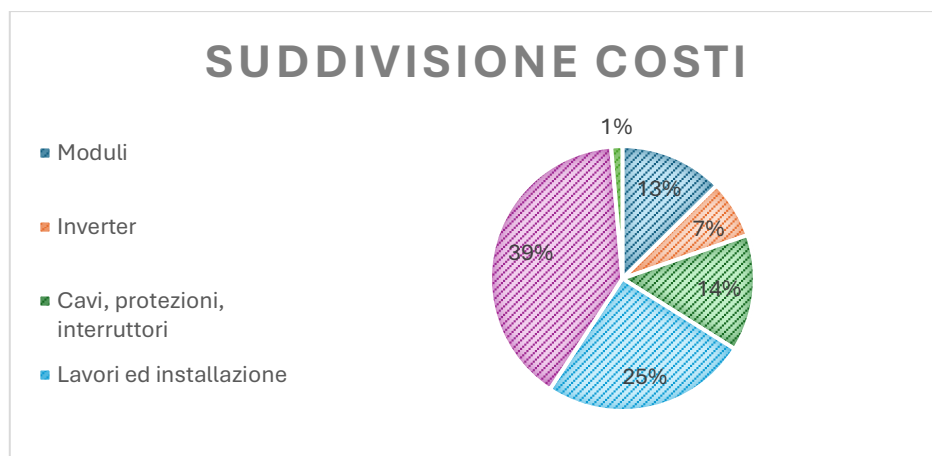


Figura 24. Suddivisione costi investimento

In Tabella 15 sono, successivamente, riassunti i valori economici più indicativi dei due progetti fotovoltaici.

Tabella 15. Valori economici progetto

	OROPA	PALLANZA
VAN	4.216,79 €	2.832,56 €
IP	2,85	2,94
PBT	13 Anni 1 Mesi	15 Anni 3 Mesi

TIR

6,29%

5,35%

Le grandezze indicate in Tabella 15 rappresentano:

- VAN: valore annuo netto, rappresenta il valore dell'impianto a fine vita;
- IP: indice di profitto;
- PBT: tempo di rientro dell'investimento;
- TIR: tasso interno di rendimento, tasso di interesse a cui si annulla il VAN.

In Figura 25 è rappresentato l'andamento del VAN nel corso degli anni di vita dell'impianto. La vita utile dell'impianto è stato assunto pari a 25 anni. Come si può notare dal grafico rappresentato gli andamenti dei singoli investimenti è pressoché uguale. Questo può essere spiegato dall'uguaglianza dei singoli impianti ma soprattutto dalla similitudine tra la loro produzione.

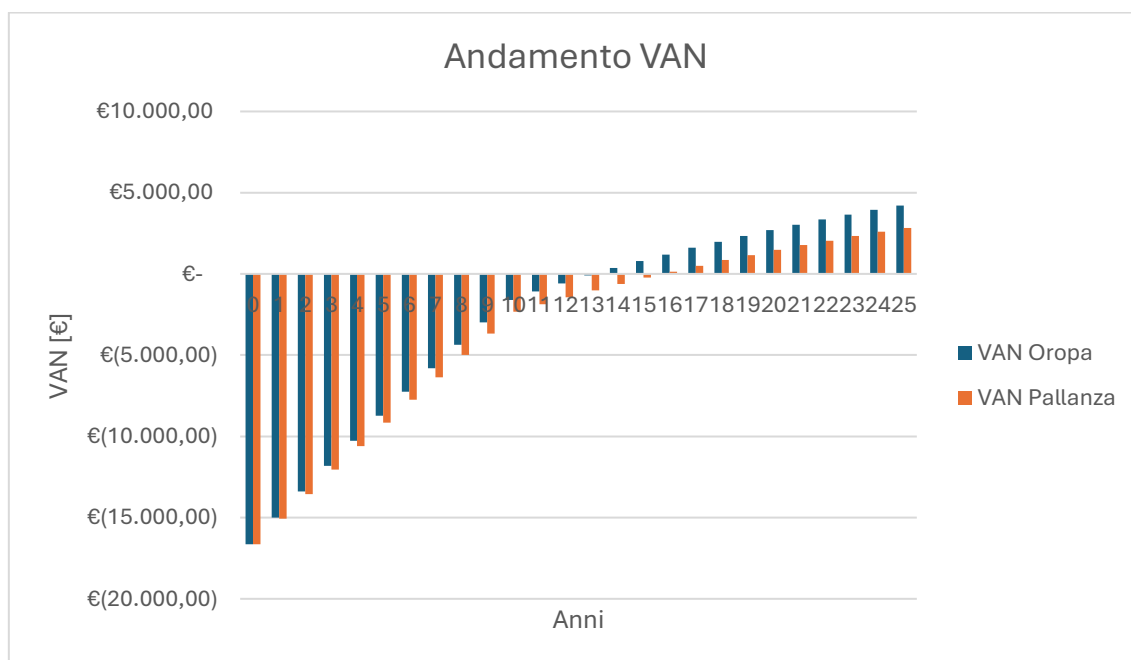


Figura 25. Andamento VAN Scenario 1

In è possibile osservare i flussi di cassa ottenuti a seguito dell'analisi energetica ed economica dello scenario presentato.

Tabella 16. Flussi di cassa scenario attuale

	Oropa	Pallanza
RID annuo	1.151,97 €	1.026,69 €
Risparmio in bolletta	161,98 €	123,18 €
Costo energia	416,61 €	316,66 €
Opex	170,00 €	170,00 €

4.3.5 Considerazioni conclusive

L'analisi economica condotta mette in evidenza come l'installazione di impianti fotovoltaici condominiali non rappresenti soltanto una scelta sostenibile dal punto di vista ambientale, ma anche una decisione razionale e conveniente sotto il profilo finanziario. I risultati ottenuti mostrano infatti che, a fronte di un investimento iniziale significativo, i tempi di ritorno si collocano entro orizzonti accettabili e i flussi economici generati assicurano una stabilità che rende l'operazione competitiva rispetto ad altre forme di investimento tradizionali. Ciò significa che il fotovoltaico, oltre a ridurre la dipendenza dalla rete elettrica e i costi in bolletta, può diventare un vero strumento di tutela economica per le famiglie coinvolte.

Accanto a questi aspetti, non va trascurato il valore aggiunto di natura ambientale: ogni chilowattora prodotto in loco contribuisce a ridurre le emissioni climalteranti, traducendo in benefici tangibili quel principio di responsabilità verso il futuro che è al centro della transizione energetica. Tuttavia, non mancano criticità che limitano il pieno sfruttamento del potenziale, come la scarsa valorizzazione dell'energia eccedentaria immessa in rete o l'assenza di sistemi di accumulo che permetterebbero di massimizzare l'autoconsumo.

In prospettiva, queste limitazioni aprono naturalmente la strada a modelli più evoluti, come le configurazioni di autoconsumo collettivo o le comunità energetiche, capaci di amplificare i benefici sia economici che sociali. In tal senso, il fotovoltaico condominiale non va visto come un punto di arrivo, ma come un tassello fondamentale di un percorso più ampio: quello che conduce dalla semplice convenienza individuale a una visione condivisa e comunitaria dell'energia, in grado di generare valore non solo per i singoli, ma per l'intera collettività.

5. Analisi tecnico-economica del caso studio

In questo capitolo sono presentati gli scenari analizzati, seguendo le modalità descritte nel capitolo precedente. L'obiettivo del seguente capitolo è quello di osservare ed analizzare la convenienza economica oltre che energetica.

Gli scenari analizzati sono tre:

- Scenario 1: analisi tecnico-economica dell'aggiunta di una batteria di accumulo agli impianti installati attualmente;
- Scenario 2: analisi tecnico-economica della realizzazione di una comunità energetica condominiale, Gruppo di Autoconsumo, con all'interno i soli generatori fotovoltaici analizzati nello Scenario 1.
- Scenario 3: analisi tecnico-economica della realizzazione di una comunità energetica sulla base dello Scenario 2.

5.1 Metodologia di analisi tecnico-economica

In questo paragrafo viene presentata la trattazione matematica utilizzata per modellizzare il caso di studio in esame. L'analisi ha lo scopo di valutare l'effettiva convenienza economica di un impianto fotovoltaico già installato in un condominio di Torino. Successivamente, è stata approfondita la possibilità di integrare all'impianto esistente un sistema di accumulo. Infine, è stato analizzato il potenziale inserimento dell'impianto fotovoltaico all'interno di una comunità energetica condominiale, precedentemente definita come Gruppo di Autoconsumo Condiviso, al fine di valutarne la sostenibilità e la convenienza economica.

5.1.1 Definizione dello scenario senza ACCR

Nell'analisi dello scenario più semplice, ovvero senza la creazione di un Gruppo di Autoconsumo, sono stati considerati i consumi mensili delle utenze condominiali, successivamente ripartiti nelle fasce orarie di consumo definite dal sistema tariffario nazionale: fascia di punta (F1), fascia intermedia (F2) e fascia fuori punta (F3). Le fasce sono così caratterizzate:

- F1: dalle 8:00 alle 19:00, dal lunedì al venerdì;
- F2: dalle 7:00 alle 8:00 e dalle 19:00 alle 23:00, dal lunedì al venerdì, e dalle 7:00 alle 23:00 il sabato;
- F3: dalle 23:00 alle 7:00, dal lunedì al venerdì, e per l'intera giornata di domenica e dei festivi.

Poiché le bollette fornite dall'amministratore riportavano i soli consumi mensili, senza dettaglio sulle fasce orarie, è stato necessario introdurre una prima ipotesi di ripartizione:

- 20% dei consumi mensili in fascia F1,
- 30% dei consumi mensili in fascia F2,
- 50% dei consumi mensili in fascia F3.

Tale suddivisione risulta coerente con la tipologia di utenze analizzate, quelle condominiali, che presentano un consumo maggiore nelle ore notturne (fascia F3).

Questa ipotesi ha consentito di confrontare i consumi con la produzione del fotovoltaico anche in assenza di dati orari puntuali di produzione e prelievo. In particolare, è stato assunto che il consumo nella fascia F1 fosse interamente coperto, integrandolo con il 10% della somma dei consumi delle fasce F2 e F3. In tal modo, è stato possibile includere non solo i consumi feriali in orario diurno, ma anche la produzione del fotovoltaico nei fine settimana e nei giorni festivi.

Successivamente, l'analisi è stata condotta considerando i costi di realizzazione dell'impianto. A tal fine, è stato necessario calcolare i principali indicatori economico-finanziari utilizzati per la valutazione degli investimenti:

- VAN (Valore Attuale Netto): misura la convenienza del progetto, consentendo di stabilire se i flussi di cassa attesi sono sufficienti a coprire i costi iniziali e a generare un margine positivo.
- TIR (Tasso Interno di Rendimento): rappresenta il tasso di attualizzazione che rende nullo il VAN, ovvero il tasso di rendimento effettivo dell'investimento.
- PBT (Pay Back Time): indica, in termini di anni, il tempo necessario per recuperare l'investimento iniziale attraverso i flussi di cassa generati.

Le equazioni utilizzate per il calcolo dei suddetti indici economici sono:

$$VAN = -Capex + \sum_i^n \frac{FC_i}{(1 + WACC)^i} = -Capex + \sum_i^n \frac{(Ricavi - Costi)}{(1 + WACC)^i} \quad (2)$$

$$PBT = n_y \pm \frac{p}{n} [6] \quad (3)$$

$$Ricavi = E_{AC} \cdot e_{boll} + E_{sur} \cdot e_{RID} \quad (4)$$

$$Costi = E_D \cdot e_{boll} + OPEX$$

In cui:

- *Capex*: capitale iniziale dell'investimento.
- FC_i : Flusso di cassa all'anno i . Rappresenta la somma algebrica dei ricavi e dei costi annuali del condominio relativamente all'impianto.
- *Ricavi*: all'interno della voce ricavi sono stati considerati gli introiti derivanti dal risparmio in bolletta, dalla vendita dell'energia prodotta in surplus con i Ritiro Dedicato (RID);
- *Costi*: all'interno della voce costi sono stati considerati le spese sostenute annualmente dal condominio relativamente alla gestione e manutenzione dell'impianto, nonché alla spesa necessaria per acquistare l'energia necessaria a soddisfare il fabbisogno richiesto, oltre a quella prodotta dall'impianto.
- $E_{AC} [kWh]$: rappresenta l'energia autoconsumata e, pertanto, non acquistata dalla rete.
- $e_{boll}[\frac{\epsilon}{kWh}]$: rappresenta il costo dell'energia presente nel contratto di fornitura dell'energia elettrica.
- $E_{sur} [kWh]$: rappresenta l'energia in surplus generata dall'impianto fotovoltaico e non consumata direttamente dall'utenza.
- $e_{RID}[\frac{\epsilon}{kWh}]$: rappresenta la tariffa associata alla vendita dell'energia prodotta in surplus, scelta in fase di allaccio dell'impianto.
- $E_D [kWh]$: rappresenta l'energia acquistata dalla rete necessaria a soddisfare il fabbisogno energetico dell'utenza.
- $Opex[€]$: rappresenta l'unione di tutti i costi necessari per il funzionamento e il mantenimento dell'impianto.

- WACC: rappresenta il costo medio ponderato del capitale, ovvero il rischio associato al capitale investito.
- p : corrisponde all'ultimo valore negativo del VAN all'anno n_y .
- n : corrisponde al valore del primo flusso di cassa positivo.
- n_y : corrisponde all'ultimo anno in cui il VAN ha un valore negativo.

Per il calcolo del Tasso Interno di Rendimento (TIR) è stata utilizzata la funzione preimpostata disponibile in Excel, che consente di determinare automaticamente l'indice economico a partire da una serie di flussi di cassa.

Nel caso di studio analizzato, il valore del WACC (Weighted Average Cost of Capital) è stato assunto pari al 6,5%, in accordo con quanto riportato dall'ARERA nello "*Studio sul costo di generazione di impianti FER fino a 1 MW*" [7].

Sulla base dello stesso studio, è stato inoltre considerato un costo medio annuo di gestione dell'impianto fotovoltaico pari a 20 €/kW.

Per quanto riguarda le tariffe dell'energia, ai fini della stima del risparmio in bolletta è stata presa in esame esclusivamente la voce relativa alla *materia energia*, rapportata ai consumi effettivi registrati nel periodo di fatturazione. Ne risultano i seguenti valori:

- condominio Oropa: 0,26 €/kWh;
- condominio Pallanza: 0,17 €/kWh.

Infine, la tariffa associata al Ritiro Dedicato è stata calcolata come media dei prezzi zonali orari dell'energia giornaliera, ottenendo un valore pari a 0,11 €/kWh.

5.1.2 Definizione degli scenari con ACCR

Negli scenari in cui è stata ipotizzata la costituzione di un Gruppo di Autoconsumo condominiale, si è reso necessario ricostruire il profilo di carico annuale delle singole utenze partecipanti alla comunità. Tale passaggio risulta fondamentale poiché la procedura di riconoscimento dell'energia condivisa si basa sul bilancio orario tra l'energia consumata e quella immessa in rete dagli utenti aderenti al Gruppo di Autoconsumo.

A tal fine, sono stati impiegati i profili di carico provinciali giornalieri pubblicati dall'ARERA nella sezione dedicata del proprio sito istituzionale [8]. Per il presente studio

sono stati adottati i profili relativi alla provincia di Torino, riportati in Figura 26, Figura 27, Figura 28 e Figura 29.

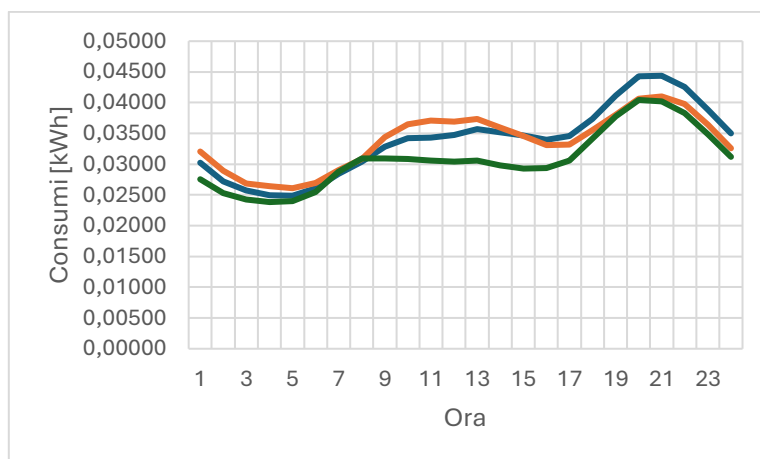


Figura 26. Curva di carico potenza 1,5 kW

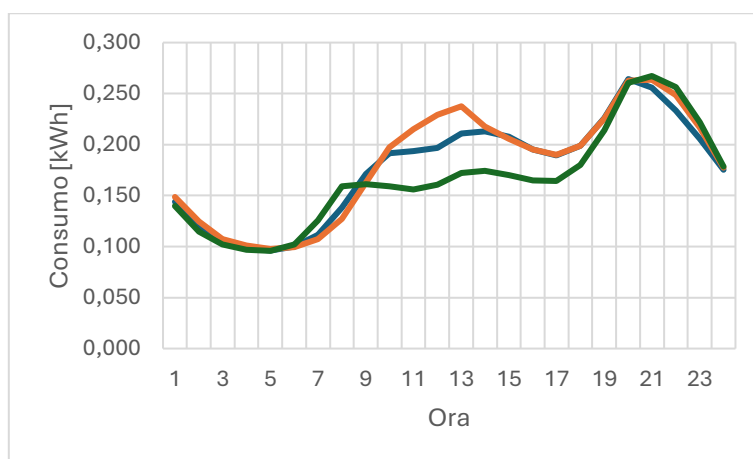


Figura 27. Curva di carico 3,0 kW

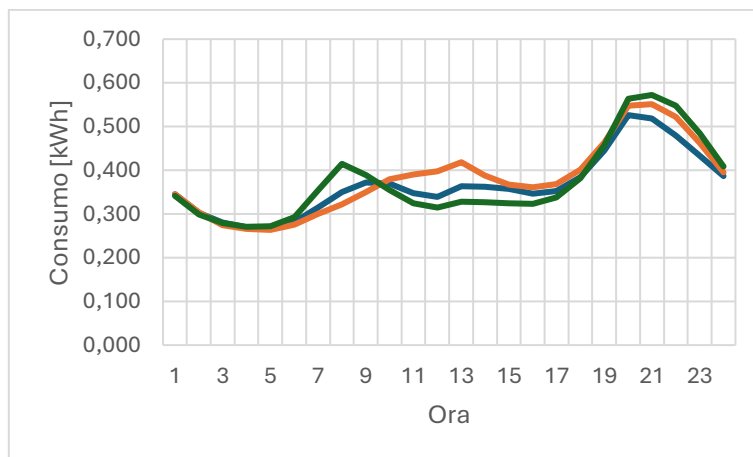


Figura 28. Curva di carico 4,5 kW

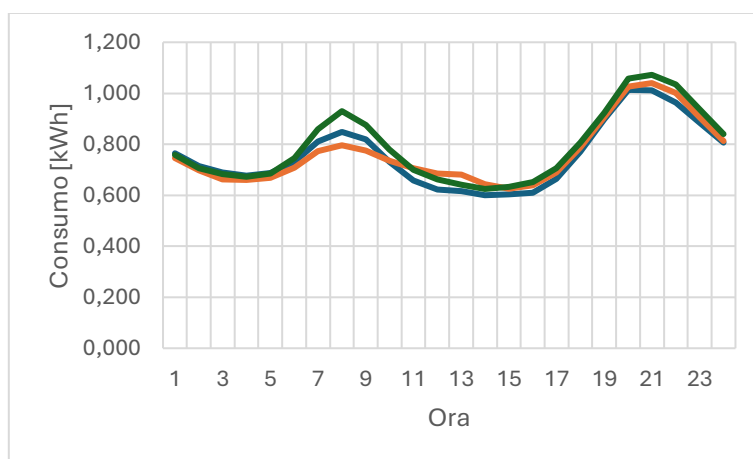


Figura 29. Curva di carico 6,0 kW

Come si può osservare, le potenze considerate variano da 1,5 kW a 6,0 kW, con incrementi di 1,5 kW. Tale scelta è motivata dal fatto che, generalmente, le utenze domestiche dispongono di una potenza impegnabile pari a 3,0 kW, mentre nel caso in esame alcuni utenti aderenti presentano potenze impegnabili corrispondenti ai valori intermedi adottati.

Per la costruzione del database dei consumi orari annuali è stato sviluppato un algoritmo apposito presentato nel materiale supplementare, in grado di generare un file Excel sulla base:

- dei profili tipici riportati in precedenza;
- dei consumi medi annuali delle utenze domestiche corrispondenti alle potenze impegnate considerate.

Il file risultante è strutturato in modo tale che ogni riga rappresenti un'ora dell'anno, mentre le colonne corrispondono alle singole utenze, incluse quelle condominiali con potenza impegnata pari a 6,0 kW.

Tale approccio costituisce tuttavia un'approssimazione: infatti, il consumo annuale di un condominio, pur avendo una potenza impegnata di 6,0 kW, risulta generalmente inferiore a quello tipico di un'utenza domestica con potenza impegnata pari a 3,0 kW. Per questa ragione, i consumi delle utenze condominiali sono stati ricostruiti adottando un profilo di carico leggermente differente rispetto a quello reale.

In Figura 30 è possibile osservare un estratto del file Excel generato dal codice ideato.

	Oropa scala	Utente 1 Oropa	Utente 2 Oropa 4,5 kW	Utente 3 Oropa 1,5 kW	Utente 4 Oropa	Utente 5 Oropa	Utente 6 Oropa
2024-01-01 00:00:00	0,280	0,305	0,421	0,219	0,311	0,327	0,307
2024-01-01 01:00:00	0,337	0,236	0,366	0,208	0,264	0,262	0,288
2024-01-01 02:00:00	0,237	0,217	0,283	0,217	0,221	0,219	0,243
2024-01-01 03:00:00	0,212	0,193	0,328	0,216	0,217	0,201	0,224
2024-01-01 04:00:00	0,275	0,225	0,348	0,234	0,217	0,236	0,242
2024-01-01 05:00:00	0,314	0,196	0,335	0,229	0,184	0,186	0,188
2024-01-01 06:00:00	0,366	0,248	0,343	0,216	0,240	0,237	0,258
2024-01-01 07:00:00	0,375	0,501	0,339	0,264	0,552	0,538	0,650
2024-01-01 08:00:00	0,426	0,331	0,438	0,267	0,319	0,322	0,378
2024-01-01 09:00:00	0,359	0,467	0,453	0,333	0,385	0,435	0,389
2024-01-01 10:00:00	0,292	0,444	0,404	0,251	0,495	0,467	0,455
2024-01-01 11:00:00	0,208	0,427	0,478	0,255	0,544	0,516	0,500
2024-01-01 12:00:00	0,259	0,470	0,473	0,341	0,510	0,519	0,521
2024-01-01 13:00:00	0,262	0,526	0,468	0,305	0,458	0,418	0,407
2024-01-01 14:00:00	0,261	0,437	0,476	0,241	0,449	0,482	0,444
2024-01-01 15:00:00	0,210	0,425	0,451	0,300	0,383	0,451	0,374
2024-01-01 16:00:00	0,337	0,443	0,458	0,285	0,469	0,386	0,436
2024-01-01 17:00:00	0,301	0,402	0,441	0,281	0,444	0,448	0,405
2024-01-01 18:00:00	0,431	0,554	0,594	0,345	0,507	0,522	0,436
2024-01-01 19:00:00	0,527	0,492	0,545	0,359	0,563	0,510	0,534
2024-01-01 20:00:00	0,562	0,603	0,663	0,295	0,647	0,621	0,503
2024-01-01 21:00:00	0,470	0,501	0,533	0,339	0,550	0,525	0,603
2024-01-01 22:00:00	0,389	0,478	0,503	0,263	0,460	0,427	0,412
2024-01-01 23:00:00	0,333	0,325	0,476	0,245	0,423	0,409	0,425
2024-01-02 00:00:00	0,317	0,320	0,449	0,239	0,299	0,311	0,332
2024-01-02 01:00:00	0,272	0,237	0,366	0,181	0,254	0,273	0,235
2024-01-02 02:00:00	0,312	0,207	0,328	0,220	0,218	0,221	0,248
2024-01-02 03:00:00	0,290	0,182	0,317	0,211	0,205	0,177	0,210
2024-01-02 04:00:00	0,303	0,200	0,346	0,195	0,187	0,214	0,235
2024-01-02 05:00:00	0,277	0,224	0,349	0,207	0,204	0,207	0,204
2024-01-02 06:00:00	0,342	0,250	0,373	0,212	0,287	0,250	0,267
2024-01-02 07:00:00	0,433	0,373	0,186	0,258	0,385	0,345	0,345
2024-01-02 08:00:00	0,359	0,300	0,505	0,268	0,332	0,301	0,301

Figura 30. Estratto da foglio profili_energetici_annuali (materiale supplementare)

Successivamente, è stato necessario reperire i dati relativi alla produzione oraria annuale per un impianto fotovoltaico di taglia analoga a quella oggetto di studio. A tal fine, sono stati utilizzati i database messi a disposizione dal software europeo PVGIS, il quale offre due principali fonti di dati:

- PVGIS-SARAH3, che fornisce informazioni sull'irradianza solare per le aree europee, asiatiche, africane e sudamericane, basate prevalentemente su dati satellitari;

- PVGIS-ERA5, di validità globale, che integra i dati satellitari con informazioni modellistiche, risultando particolarmente utile per le zone con minore copertura satellitare.

Sulla base di tali dati, è stato possibile effettuare un bilancio orario annuale considerando:

- i consumi dei singoli utenti appartenenti alle configurazioni analizzate;
- i consumi delle parti comuni condominiali;
- la produzione oraria dell'impianto fotovoltaico associato al rispettivo POD.

L'analisi è stata condotta separatamente per ciascun impianto, al fine di garantire maggiore accuratezza nei risultati.

L'analisi economica relativa agli scenari con Configurazione di Autoconsumo è stata sviluppata secondo la stessa procedura descritta nel paragrafo precedente. In tali scenari, tuttavia, è stata introdotta una nuova componente nei ricavi: le configurazioni di autoconsumo collettivo, quali CER (Comunità Energetiche Rinnovabili) e GAC (Gruppi di Autoconsumo Condiviso), prevedono infatti il riconoscimento di una tariffa incentivante da parte degli enti competenti (GSE e ARERA) per l'energia prodotta e autoconsumata dai clienti finali.

Tale nuova voce di ricavo può essere formalmente espressa mediante la seguente equazione:

$$Tariffa\ premio = E_{cond} \cdot e_{inc} \quad (5)$$

In cui:

$E_{cond} [kWh]$: rappresentante l'energia condivisa tra gli utenti della configurazione durante la produzione di energia da parte degli impianti associati alla configurazione.

$e_{inc} [\frac{€}{kWh}]$: rappresentante la tariffa associata all'energia condivisa.

5.2 Scenario 1: impianto fotovoltaico con batteria di accumulo

Il primo scenario analizzato prevede l'integrazione di un sistema di accumulo elettrochimico all'impianto fotovoltaico condominiale, con l'obiettivo di superare i limiti riscontrati nella configurazione senza storage. Come evidenziato nelle considerazioni conclusive del capitolo precedente, la sola presenza dei moduli fotovoltaici consente un risparmio economico e una riduzione delle emissioni, ma non permette di sfruttare pienamente la produzione eccedentaria, che viene immessa in rete a condizioni economiche meno vantaggiose. L'introduzione dello storage si pone dunque come soluzione strategica, in grado di immagazzinare l'energia prodotta in surplus nelle ore di massima irradiazione e di renderla disponibile nelle fasce serali e notturne, quando la domanda del condominio è maggiore. In questo modo, il sistema non solo diventa più efficiente sul piano tecnico, ma si avvicina maggiormente alle reali esigenze quotidiane degli utenti, rafforzando la percezione di autonomia energetica e contribuendo a un utilizzo più consapevole e sostenibile delle risorse.

Per effettuare queste modifiche impiantistiche è necessaria l'installazione di un nuovo inverter che permetta l'installazione di batterie di accumulo: questa tipologia di dispositivo è denominata "inverter ibrido" poiché consente sia lo scambio di energia con la rete elettrica domestica sia l'accumulo di energia prodotta dal fotovoltaico.

5.2.1 Scelta inverter

Sebbene le prestazioni degli inverter ibridi disponibili sul mercato siano tendenzialmente analoghe, si è preferito mantenere la stessa marca dell'inverter già selezionato per l'impianto fotovoltaico. Tale decisione, pur non dettata da vincoli tecnici stringenti, consente di conservare una maggiore uniformità nel progetto e riduce eventuali problematiche di compatibilità tra i diversi dispositivi.

Pertanto, la scelta dell'inverter ibrido è ricaduta sul modello Solis S6-EH3P8K02-NV-YD-L, raffigurato in Figura 31, le cui specifiche sono raccolte in Tabella 17.

Tabella 17. Specifiche tecniche inverter Solis S6-EH3P8K02-NV-YD-L [9]

Potenza fotovoltaica raccomandata	12800	W
Pac,inv	8000	VA
Numero canali MPPT	2	
Vmppt,min	200	V
Vmppt, max	850	V
Idc,max	20	A
Vdc,max	1000	V
η_{max}	97,5	%
η_{eur}	97	%
Precisione MPPT	99,9	%
Dimensioni inverter	420x660x305	mm
Peso inverter	42	kg



Figura 31. Inverter Solis S6-EH3P8K02-NV-YD-L

A seguito di questa scelta è stata poi effettuata nuovamente la verifica del rispetto dei parametri tecnici dell'impianto, effettuate precedentemente per l'impianto attualmente installato nel paragrafo 4.3.2.3. I risultati sono riportati in Tabella 18.

Tabella 18. Verifiche impianto-inverter

CONDIZIONI DI TEST	VALORE CALCOLATO	VALORE LIMITE	RISULTATO
TENSIONE ASSOLUTA MASSIMA	367 V	1000V	OK
CORRENTE MASSIMA	21,28 A	40 A	OK
TENSIONE MPPT MASSIMA	299,3 V	850V	OK
TENSIONE MPPT MINIMA	296,4 V	200 V	OK
INVERTER/FIELD POWER RATIO	108 %	90-120%	OK

5.2.2 Scelta batteria

La scelta del sistema di accumulo è ricaduta su una batteria agli ioni di litio, tecnologia oggi ampiamente consolidata nel settore residenziale e condominiale per affidabilità, sicurezza e rapporto tra capacità installata e ingombro. Rispetto ad altre soluzioni disponibili sul mercato, come le batterie al piombo o al sodio, questa tipologia garantisce una maggiore efficienza di carica e scarica, cicli di vita più lunghi e una migliore

integrazione con gli inverter di ultima generazione. Il dimensionamento è stato effettuato sulla base del profilo di consumo del condominio e della produzione fotovoltaica stimata, con l'obiettivo di incrementare il più possibile il tasso di autoconsumo e ridurre i prelievi dalla rete nelle ore serali e notturne.

Nell'analisi energetica effettuata in precedenza e in Tabella 1 e Tabella 2 è possibile notare come la maggior parte dei consumi sia presente nella fascia energetica notturna. A seguito di questo risultato è stato poi possibile effettuare un'ipotesi suddividendo il consumo mensile nei vari giorni del mese corrispondente; questo ha permesso di trovare un consumo giornaliero, medio, nella fascia oraria notturna pari a circa 4,0 kWh per i consumi associati all'impianto Oropa e circa 4,5 kWh per i consumi associati all'impianto Pallanza. Pertanto, l'opzione suggerita risulta essere l'installazione di una batteria di accumulo con una capacità nominale di 5,12 kWh. Nella scelta della batteria è stato considerato anche il limite posto nella scarica della batteria: la percentuale non può essere inferiore al 20%, pertanto la capacità nominale della batteria è stata appositamente scelta con un'aggiunta del 20% su quella richiesta.

Nella scelta del sistema di accumulo è vincolata alla compatibilità dell'inverter; per questo motivo la casa madre fornisce una lista di dispositivi compatibili.

Nel caso in esame la scelta è ricaduta sulla batteria di modello Dyness 5.0C, le cui specifiche sono riportate in Tabella 19.

Tabella 19. Specifiche batteria Dyness 5.0C

Marca	Dyness	
Modello	5.0C	
Tipologia	LiFePO ₄	
Capacità nominale	5,12	kWh
Corrente massima di scarica	75	A
Potenza massima di carica	100	A
Durata in cicli	≥6000	
Vita utile	15	Anni
DoD	90	%

A seguito della scelta definitiva è stato necessario effettuare verifiche dell'effettiva compatibilità tra batteria e inverter; pertanto, in Tabella 20 sono riportati i parametri necessari e vincolanti da osservare in caso di accoppiamento.

Tabella 20. Verifica compatibilità inverter-batteria

Parametro	Inverter	Batteria	Verifica
Tensione nominale [V]	40-60	51,2	OK
Tensione operativa [V]	40-60	45-56,8	OK
Corrente massima di carica/scarica [A]	180	100	OK
Tecnologia	Litio/Piombo	LiFePO ₄	OK
Comunicazione	CAN/RS485	CAN/RS485	OK

Risulta dunque possibile associare questa batteria con l'inverter sopra descritto e dunque entrambi risultano installabili nel sito in esame.

5.2.3 Analisi energetica

L'introduzione del sistema di accumulo incide profondamente sull'equilibrio energetico del condominio, rendendo l'impianto fotovoltaico più vicino ai reali bisogni quotidiani degli utenti. L'energia che in precedenza veniva immessa in rete, spesso con un ritorno economico modesto, viene ora trattenuta e conservata per essere utilizzata nelle ore serali e notturne, quando i consumi domestici tendono a concentrarsi. In Tabella 21 e Tabella 22 sono mostrati i nuovi valori di autoconsumo e autosufficienza calcolati con le equazioni 16 e 17 descritte nel paragrafo 4.3.3.

Tabella 21. Autoconsumo e autosufficienza impianto OROPA

Mese	Autoconsumo [%]	Autosufficienza [%]
Gennaio	34,19%	98,96%
Febbraio	28,96%	100,00%
Marzo	20,10%	100,00%
Aprile	16,34%	100,00%
Maggio	14,63%	100,00%
Giugno	12,83%	100,00%

Luglio	12,48%	100,00%
Agosto	14,27%	100,00%
Settembre	18,91%	100,00%
Ottobre	27,19%	100,00%
Novembre	35,37%	97,57%
Dicembre	37,70%	95,26%

Tabella 22. Autoconsumo e autosufficienza impianto PALLANZA

Mese	Autoconsumo [%]	Autosufficienza [%]
Gennaio	46,34%	89,31%
Febbraio	38,27%	94,79%
Marzo	26,01%	100,00%
Aprile	19,77%	100,00%
Maggio	17,09%	100,00%
Giugno	14,78%	100,00%
Luglio	14,47%	100,00%
Agosto	17,10%	100,00%
Settembre	23,79%	100,05%
Ottobre	35,50%	97,44%
Novembre	46,69%	89,13%
Dicembre	52,75%	86,37%

Questo semplice cambiamento di prospettiva porta a un risultato evidente: cresce la quota di autoconsumo specialmente nei mesi invernali, mentre diminuiscono sensibilmente i prelievi dalla rete elettrica. Anche l'indice di autosufficienza energetica mostra un miglioramento, segnalando una maggiore indipendenza del condominio e una riduzione della vulnerabilità rispetto alle oscillazioni dei prezzi dell'energia. In altre parole, la presenza della batteria permette non solo di sfruttare al massimo la produzione solare, ma

anche di restituire agli utenti la sensazione concreta di essere più autonomi e partecipi della transizione energetica.

Dalle Figura 32 e Figura 33 è possibile osservare la produzione fotovoltaica oraria dei singoli impianti confrontata con il profilo di carico delle utenze condominiali nelle giornate tipo del primo giorno del mese di dicembre e del primo giorno del mese di luglio.

Il grafico corrisponde ad un tipo combinato, in cui sono distinti due assi delle ordinate, rispettivamente a destra per le curve di carico delle utenze condominiali e a sinistra per la rappresentazione della produzione fotovoltaica dei generatori solari.

Come è possibile notare, il confronto tra i consumi e la produzione fotovoltaica, è notevolmente diverso sotto il punto di vista di valore numerico: infatti, ad esempio nella giornata di luglio, il valore di picco di produzione del fotovoltaico risulta essere notevolmente superiore a quello dei consumi; per questo motivo risulta interessante economicamente e energeticamente l'installazione di una batteria di accumulo.

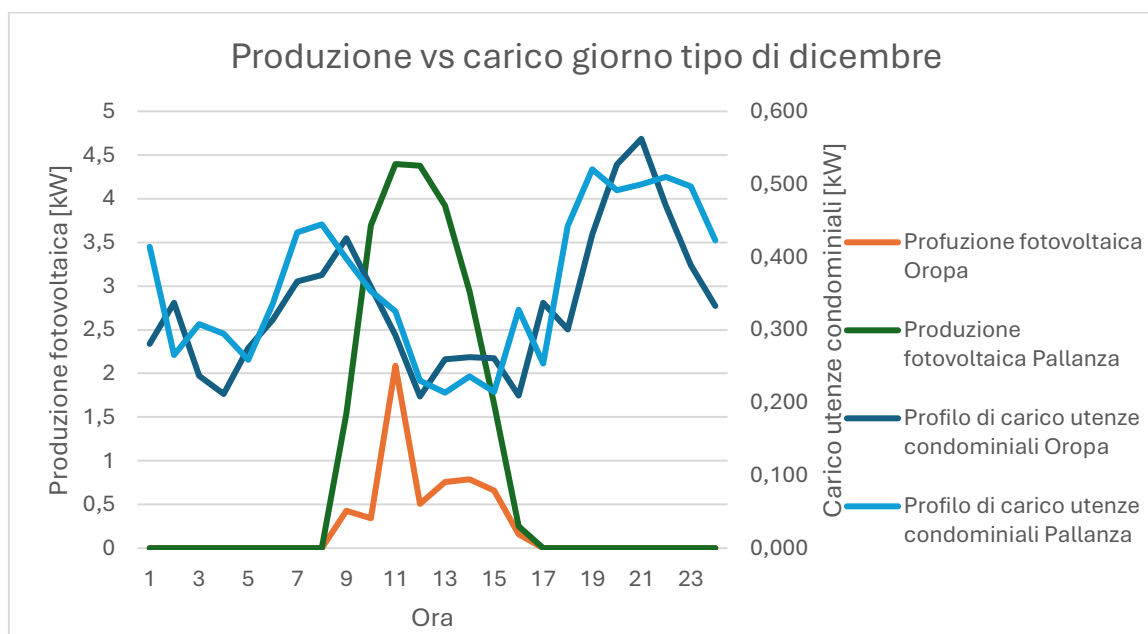


Figura 32. Confronto tra profilo di carico e produzione fotovoltaica giorno tipo di dicembre

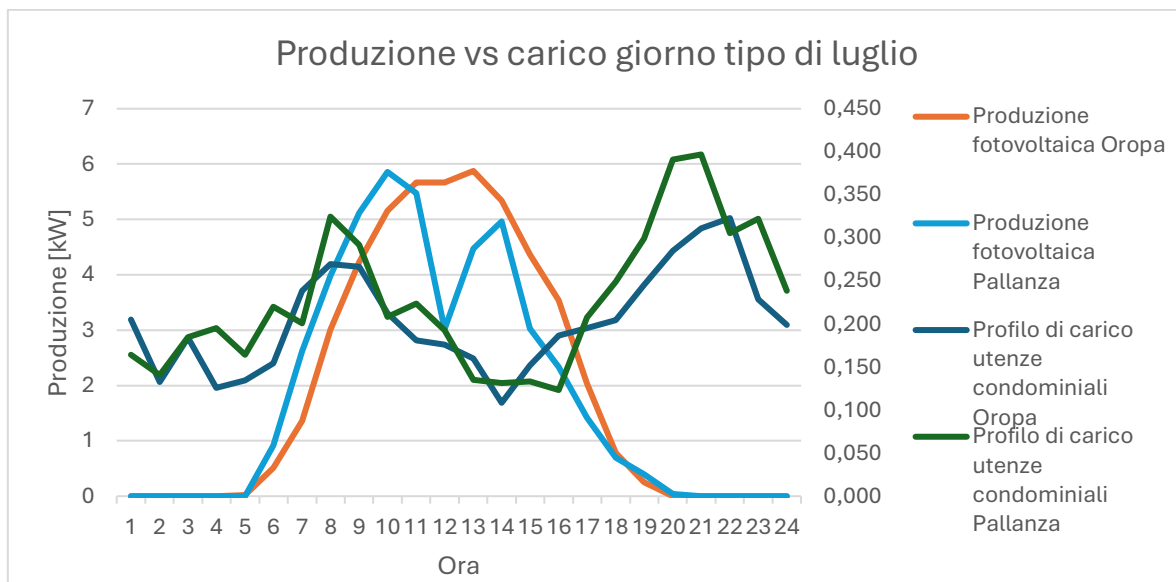


Figura 33. Confronto tra profilo di carico e produzione fotovoltaica in una giornata tipo di luglio

5.2.4 Analisi economica

Dal punto di vista economico, l'integrazione di un sistema di accumulo comporta un investimento iniziale più elevato, legato sia al costo della batteria sia alla sostituzione dell'inverter con un modello compatibile.

Per questo motivo è stata utile un'analisi economica del nuovo impianto basandosi sull'investimento effettuato in precedenza; pertanto, il costo dei nuovi dispositivi, quali inverter e batteria, sono stati integrati direttamente nell'analisi economica illustrata precedentemente, tenendo come anno iniziale dell'investimento l'effettivo anno di installazione dell'impianto.

In Tabella 23 sono mostrati i costi dei nuovi dispositivi, mentre non sono stati considerati i costi relativi all'installazione degli stessi, poiché meno significativi rispetto al costo d'acquisto.

Tabella 23. Costi nuovi dispositivi installati

	Costo per unità	Quantità	Costo complessivo
Costo inverter nuovo	2.000,00 €	1	2.000,00 €
Costo batterie	2.500,00 €	1	2.500,00 €
TOTALE			4.500,00 €

In Figura 34 è possibile osservare il cambiamento della tendenza relativa al VAN nel corso degli anni di vita utile dell’impianto.

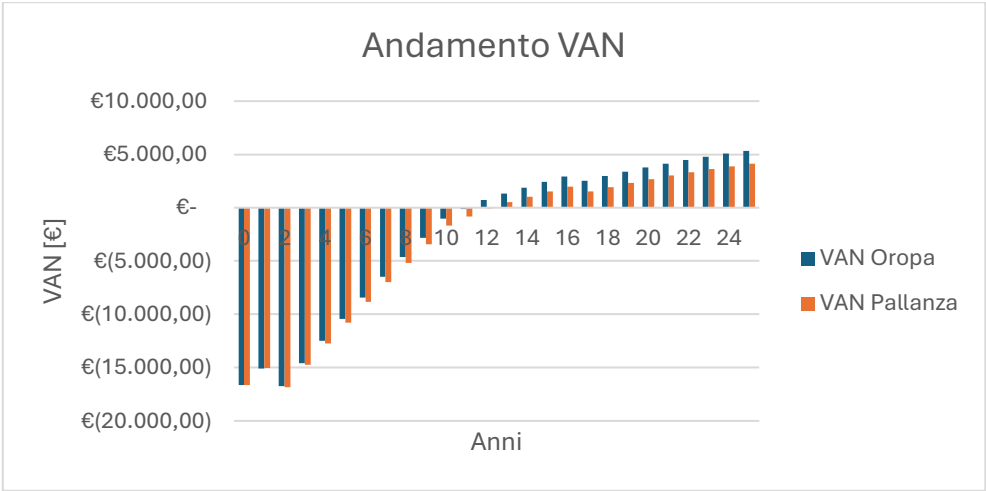


Figura 34. VAN aggiornato con investimento aggiuntivo

Pertanto, dal grafico nell’anno denominato come 1, che corrisponde a quello attuale essendo stato installato nel 2024, un aumento in negativo del valore del VAN dovuto appunto all’esborso necessario per l’adeguamento dell’impianto.

Successivamente sono stati ricalcolati ed aggiornati i parametri relativi all’investimento, rappresentati in Tabella 24**Errore. L'origine riferimento non è stata trovata..**

Tabella 24. Riepilogo indici energetici caso con batteria

	OROPA	PALLANZA
VAN	5.354,64 €	4.143,56 €
IP	2,57	2,36
PBT	11 Anni 1 Mesi	12 Anni 0 Mesi
TIR	7,96%	6,18%

In questo modo risulta visivamente chiaro come rispetto al caso senza batteria, nonostante l'esborso aggiuntivo, i valori economici risultino più favorevoli per entrambi gli impianti. Questo è dovuto principalmente a due fattori principali:

- tipologia di utenza;
- diminuzione costo delle batterie.

Infatti, un condominio ha il suo picco di consumi nelle fasce serali, in cui i carichi elettrici delle parti comuni prevalgono sul consumo giornaliero; la diminuzione del prezzo delle batterie ha diminuito notevolmente l'esborso iniziale necessario alla loro installazione, rendendo necessari meno anni per il recupero economico dell'investimento.

In Tabella 25 è possibile osservare i flussi di cassa considerati per l'analisi economica

Tabella 25. Flussi di cassa scenario 1

	OROPA	PALLANZA
RID annuo	979,43 €	844,35 €
Risparmio in bolletta	561,96 €	404,98 €
Costo energia	16,64 €	34,86 €
Opex	170,00 €	170,00 €

5.2.5 Considerazioni conclusive

L'integrazione di un sistema di accumulo con l'impianto fotovoltaico conferisce al condominio una maggiore autonomia e una gestione più equilibrata dell'energia prodotta. La possibilità di immagazzinare l'elettricità nei momenti di eccedenza e di utilizzarla nelle fasce orarie di maggiore domanda consente di ridurre la dipendenza dalla rete e di rendere più stabile il profilo di consumo. Questo aspetto assume particolare rilievo in un contesto caratterizzato da crescente volatilità dei prezzi e da una sempre più marcata attenzione alla sostenibilità ambientale.

Dal punto di vista economico, l'adozione della batteria comporta inevitabilmente un incremento dell'investimento iniziale, ma i benefici che ne derivano si riflettono nella riduzione dei prelievi dalla rete e, di conseguenza, nella diminuzione della spesa energetica ricorrente. L'analisi dei risultati evidenzia come, pur a fronte di un tempo di

ritorno leggermente più lungo, lo scenario risulti in grado di generare vantaggi durevoli e di contribuire in maniera significativa al miglioramento degli indicatori di redditività nel medio-lungo periodo.

In prospettiva, questa configurazione appare quindi non solo una scelta tecnica efficace, ma anche un segnale concreto di responsabilità ambientale e di attenzione verso la collettività condominiale. La capacità di aumentare l'autosufficienza energetica, riducendo al contempo le emissioni associate al consumo di energia elettrica, rappresenta infatti un passo tangibile nella direzione della transizione ecologica e di una gestione più consapevole delle risorse.

5.3 Scenario 2: ACCR condominiale senza accumulo

In questo paragrafo sono presentati i risultati relativi all'analisi relativa al gruppo di autoconsumo condominiale senza la presenza di un accumulo

Per mantenere coerenza con i precedenti scenari è stato scelto di separare l'analisi energetica ed economica nelle due scale a cui sono associate gli impianti di produzione. In realtà la comunità energetica condominiale che si andrà a formare corrisponde ad un unico gruppo di autoconsumo; pertanto, i valori energetici ed economici nella realtà potrebbero differire leggermente rispetto a quelli presentati.

5.3.1 Risultati energetici

In Tabella 26 sono riepilogati i principali parametri energetici relativi all'analisi in oggetto.

Tabella 26. Riepilogo indici energetici scenario 2

	Oropa	Pallanza
Autoconsumo	7,88%	9,60%
Autoconsumo diffuso	52,84%	58,52%
Autosufficienza	38,87%	37,79%

Come possibile notare i dati riportano i valori relativi alla percentuale di autoconsumo fisico, autoconsumo diffuso, autosufficienza e la quantità di CO_2 evitata associata all'energia prodotta dal generatore fotovoltaico. I dati rimangono coerenti con i valori di

autoconsumo fisico rimangono coerenti con quelli ricavati nello scenario 1. Il valore che cambia leggermente risulta essere quello relativo all'autosufficienza. Questo parametro risulta comunque avere poca credibilità a causa del metodo di analisi scelto; nonostante questo il maggior valore numerico può essere spiegato dalla differente modalità di analisi, mentre prima era un'analisi su dati mensili, questa è un'analisi su dati orari, pertanto risulta essere più precisa.

5.3.2 Risultati economici

In questo paragrafo sono presentati i risultati ottenuti dall'analisi economica compiuta sullo scenario in esame. In questo caso è stato assunto un costo aggiuntivo rispetto al caso senza ACCR pari a 1.000€ per la creazione della configurazione, inserito sempre nel secondo anno di vita dell'impianto, ovvero l'anno attuale.

Analogamente alle analisi economiche condotte precedentemente, sono stati calcolati gli indici economici principali per un investimento, ovvero: VAN, PBT e TIR.

In Tabella 27 è possibile osservare il riepilogo dei suddetti indici.

Tabella 27. Riepilogo indici economici scenario 2

	Oropa	Pallanza
VAN	€ 9.292,48	€ 7.079,08
PBT	8 Anni 6 Mesi	9 Anni 8 Mesi
TIR	12,64%	10,85%

Come era preventivabile, in questo caso gli indici economici dell'investimento risultano essere più favorevoli rispetto agli scenari senza la realizzazione della configurazione di autoconsumo. Come si può notare il valore del VAN al 25° anno, quindi a fine vita, risulta maggiore rispetto agli altri. Inoltre, un dato forse ancora più importante, è il Pay Back Time, il quale risulta minore; questo indica un minor tempo necessario per il rientro economico dell'investimento.

In Figura 35 è riportato l'andamento del VAN nel corso degli anni di vita dell'impianto.

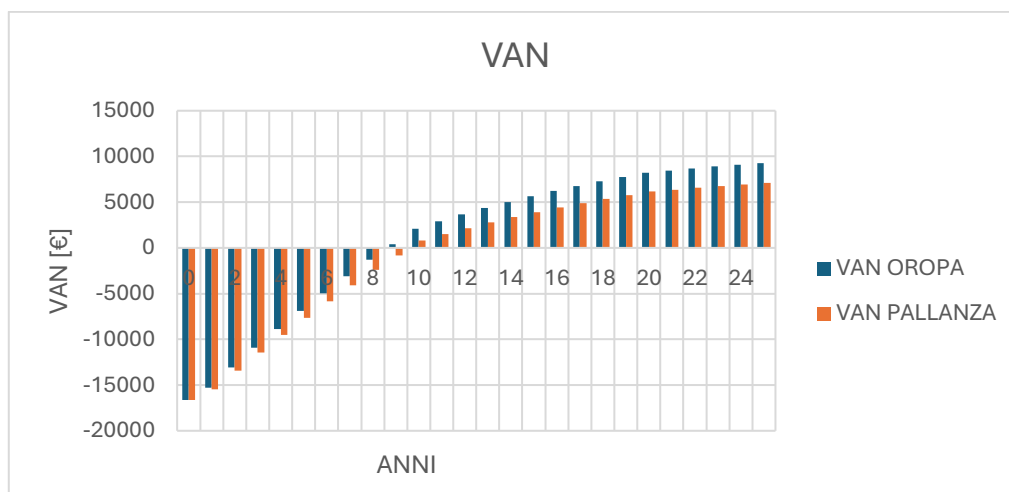


Figura 35. Andamento VAN scenario 2

In Tabella 28 sono mostrati i valori dei singoli flussi di cassa annuali per questo scenario.

Tabella 28. Flussi di cassa scenario 2

	Oropa	Pallanza
Tariffa premio annua	657,41 €	629,94 €
RID annuo	1.139,63 €	984,87 €
Risparmio in bolletta	225,90 €	161,59 €
Costo energia	248,65 €	186,22 €
Opex	185,00 €	185,00 €

Dalla Tabella 28 si possono osservare i flussi di cassa dei singoli impianti risultano differenti. Questa è la motivazione principale per cui il Valore Attuale Netto degli investimenti, a fine vita, differisce di circa il 30 %.

5.3.3 Considerazioni conclusive

Lo scenario 2, che prevede la realizzazione di un ACCR condominiale senza accumulo, mostra un miglioramento evidente rispetto alle configurazioni precedenti. L'autoconsumo aumenta in modo significativo e i benefici economici risultano più consistenti: il VAN cresce, i tempi di ritorno si riducono e il TIR diventa più interessante.

La differenza tra i due condomini rimane legata alle diverse condizioni di produzione e consumo, ma in entrambi i casi lo scenario risulta conveniente e sostenibile. L'analisi evidenzia come anche senza sistemi di accumulo l'autoconsumo collettivo sia in grado di generare vantaggi concreti, sia economici sia ambientali.

5.4 Scenario 3: ACCR condominiale con accumulo

Nello scenario in esame è stata effettuata l'analisi energetica ed economica della configurazione ACCR in cui all'impianto è associata una batteria di accumulo da 5kWh come analizzato nel paragrafo 5.2.

5.4.1 Risultati energetici

Per effettuare questa analisi si è scelto di dividere le due diverse scale del condominio con i rispettivi condomini facenti parte la configurazione. Pertanto, i risultati energetici risultano essere differenti. In Tabella 29 sono riportati i diversi indici energetici calcolati precedentemente: è possibile notare come la quota dell'autoconsumo fisico sia aumentata solo di pochi punti percentuali in questa analisi oraria più dettagliata rispetto alla precedente in cui è stato fatto un conteggio considerando i consumi mensili, mentre la nuova variabile calcolata è l'autoconsumo diffuso. Questo indice energetico corrisponde alla quota di energia rinnovabile autoconsumata rispetto alla quota totale prodotta dall'impianto.

Tabella 29. Riepilogo indici energetici scenario 3

	Oropa	Pallanza
Autoconsumo	18,44%	22,39%
Autoconsumo diffuso	68,33%	67,96%
Autosufficienza	91,00%	88,15%
CO₂ evitata [kg/kWh]	2417,93	2129,35

Rispetto all'analisi presentata nel paragrafo precedente in cui è stato presentato un valore di autoconsumo per un ciclo di vita di 20 anni, durata della configurazione e degli incentivi, in questo caso il valore presentato risulta quello relativo ad un solo anno in quanto, a seguito delle ipotesi effettuate, non sarebbe cambiato nel corso degli anni.

Successivamente è stato possibile calcolare il valore di CO₂ equivalente risparmiata utilizzando la sorgente fotovoltaica anziché acquistare completamente l'energia elettrica dalla rete.

Come è possibile notare i valori di autoconsumo fisico e autoconsumi diffuso risultano pressoché identici nei due casi di analisi della configurazione di autoconsumo, mentre risulta particolarmente interessante notare come anche solo un accumulo di tagli ridotta abbia aumentato l'autosufficienza energetica condominiale di più di 30 punti percentuali.

In Figura 36 e Figura 37 è possibile osservare il confronto tra la produzione fotovoltaica condivisibile, ovvero la quota di produzione fotovoltaica utilizzata per l'autoconsumo fisico e la carica delle batterie di accumulo, e i consumi delle utenze condominiali. Pertanto è interessante notare come nonostante una quota importante di produzione risulti già utilizzata per l'autoconsumo e nella carica della batteria rimanga ancora una quota di energia prodotta condivisibile con i membri della comunità energetica condominiale, avvalorando la convenienza economica e energetica della creazione di un'ACCR condominiale.

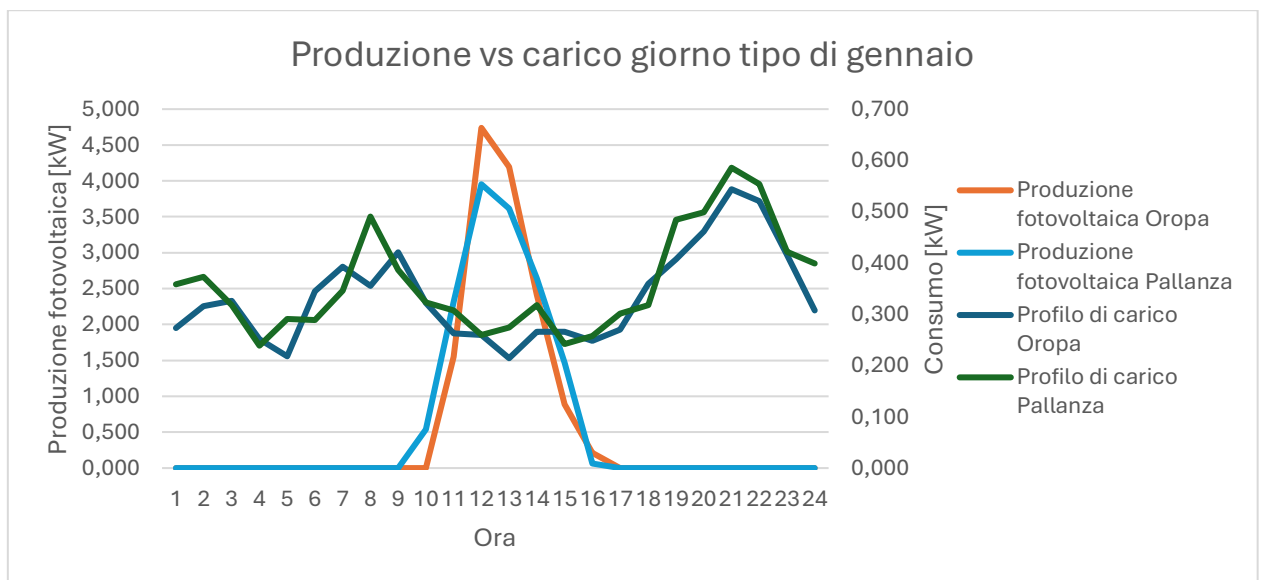


Figura 36. Confronto produzione rimanente e carico di un giorno tipo di gennaio

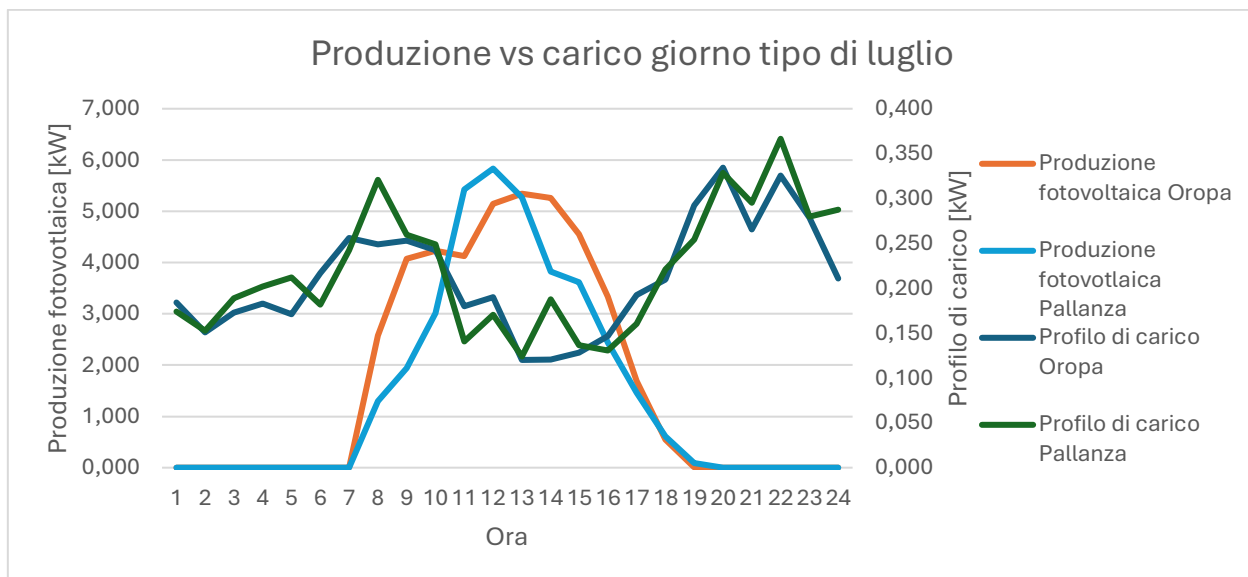


Figura 37. Confronto produzione rimanente e carico di un giorno tipo di luglio

5.4.2 Risultati economici

Anche in questo caso sono stati analizzati i principali indici economici per gli investimenti quali: VAN, TIR e PBT. In questo caso è stato possibile effettuare l'analisi anche considerando l'investimento iniziale dell'installazione del fotovoltaico.

In Tabella 30 Tabella 30 sono presentati i valori relativi ai singoli impianti fotovoltaici, corrispondenti ai sopracitati indicatori economici dell'investimento.

Tabella 30. Riepilogo indici economici scenario 3

	Oropa		Pallanza	
VAN	€	14.101,65	€	10.883,52
PBT		8 Anni 1 Mese		8 Anni 11 Mesi
TIR		13,34%		11,58%

Come è possibile notare considerando anche l'investimento iniziale dell'impianto fotovoltaico ovviamente il TIR risulta più basso a causa del maggior investimento iniziale, ma comunque più conveniente rispetto al caso senza l'istituzione di una configurazione di autoconsumo. Risulta inoltre evidente come il VAN a fine vita dell'impianto, in questo caso considerato dopo 25 anni, risulta comunque più elevato anche del caso di ACCR senza accumulo oltre che ai singoli casi senza configurazione.

Pertanto, in Figura 38 è possibile notare anche l'andamento del VAN nel corso dei 25 anni di vita dell'impianto.

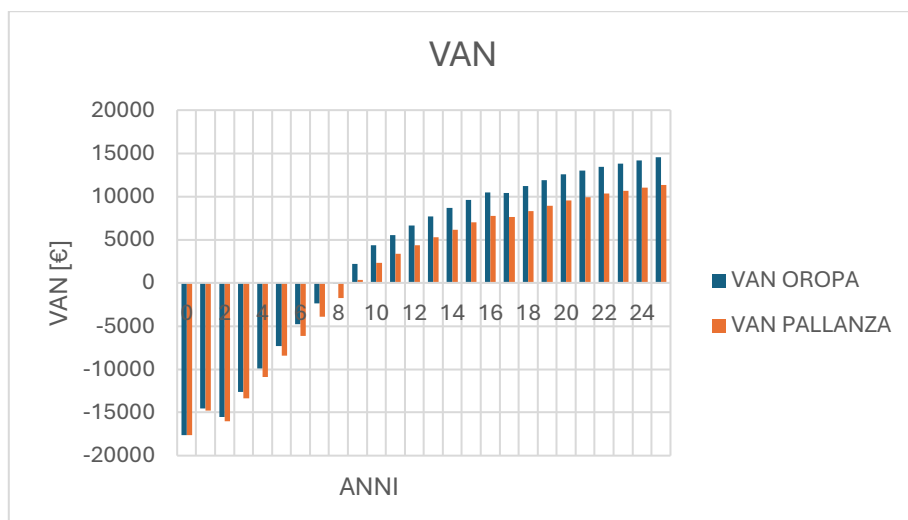


Figura 38. Andamento VAN scenario 3

La differenza finale all'ultimo anno di vita dell'impianto risulta comunque esserci anche in questa analisi: questo può essere spiegato perché l'impianto denominato OROPA in un anno di lavoro completo produce più energia grazie ad una migliore esposizione. Anche in questo caso è stata considerata la sostituzione della batteria di accumulo al compimento del quindicesimo anno di vita della batteria.

In Tabella 31 sono mostrati i flussi di cassa associati a questo scenario.

Tabella 31. Flussi di cassa scenario 3

	Oropa	Pallanza
Tariffa premio annua	729,46 €	586,69 €
RID annuo	1.003,13 €	837,60 €
Risparmio in bolletta	891,72 €	953,42 €
Costo energia	58,28 €	89,30 €
Opex	185,00 €	185,00 €

5.4.3 Considerazioni conclusive

Lo scenario 3, che integra l'ACCR con un sistema di accumulo, rappresenta la soluzione più completa tra quelle analizzate. L'aggiunta della batteria consente di innalzare sensibilmente l'autoconsumo, riducendo i prelievi dalla rete e garantendo una maggiore continuità nell'utilizzo dell'energia prodotta.

Dal punto di vista economico, i risultati sono solidi: il VAN cresce rispetto agli scenari precedenti, i tempi di ritorno si riducono e la redditività complessiva risulta competitiva. A questi benefici si sommano quelli ambientali e sociali, legati alla riduzione delle emissioni e alla gestione condivisa dell'energia.

In sintesi, lo scenario con accumulo conferma la validità di un modello condominiale capace di coniugare risparmio, sostenibilità e coesione comunitaria.

5.5 Confronto scenari di analisi

In questo paragrafo sono presentati i risultati ottenuti dalle analisi effettuate e presentate nei precedenti paragrafi: si è scelto di considerare nel confronto effettuato anche il caso dello scenario attuale in cui è presente solo l'impianto fotovoltaico.

Pertanto in Tabella 32 è presentato un riassunto dei dati economici su base annuale i modo da comprendere le differenti potenzialità dei singoli investimenti.

Tabella 32. Confronto risultati economici scenari analizzati

	OROPA				PALLANZA			
	Scenario attuale	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario attuale	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
VAN	4.216,79 €	5.354,64 €	9.792,48 €	14.540,61 €	2.832,56 €	4.143,56 €	7.579,08 €	11.322,49 €
TIR	6,29%	7,96%	12,64%	13,47%	5,35%	6,18%	10,85%	11,73%
PBT	13 Anni 1 Mesi	11 Anni 1 Mesi	8 Anni 6 Mesi	8 Anni 0 Mesi	15 Anni 3 Mesi	12 Anni 0 Mesi	9 Anni 5 Mesi	8 Anni 9 Mesi

In Figura 39 sono riportati sotto forma di grafico i dati presentati nella tabella precedente per permettere una maggiore chiarezza visiva della convenienza crescente dei singoli scenari

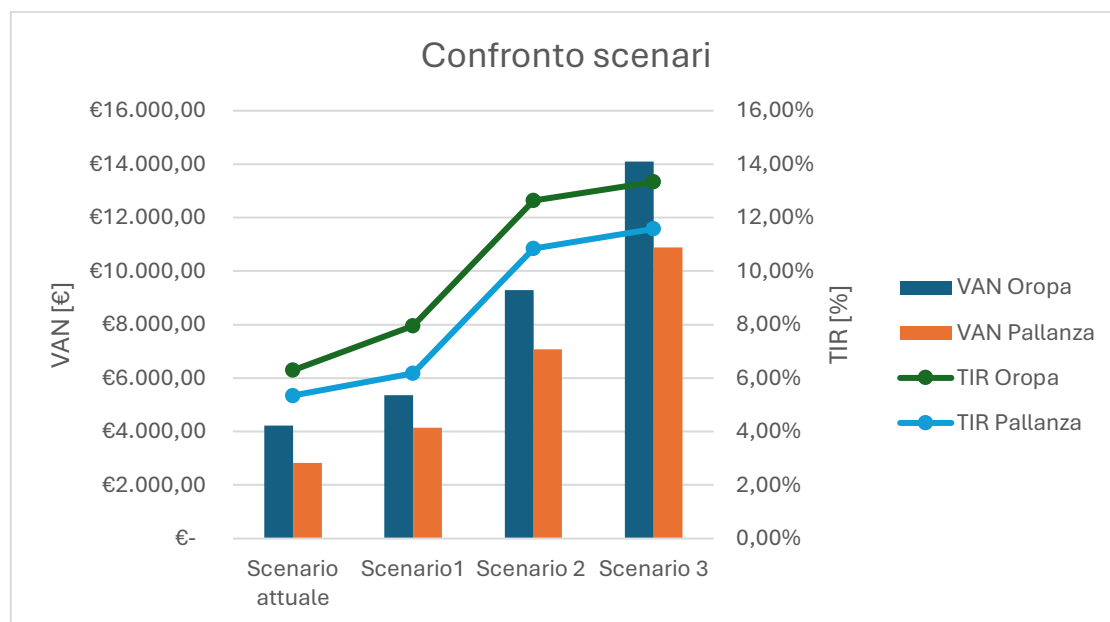


Figura 39. Confronto grafico scenari analizzati

L'analisi dei risultati economici dei due condomini, Oropa e Pallanza, mostra chiaramente come gli scenari futuri siano più convenienti rispetto alla situazione attuale. In entrambi i casi, infatti, si osserva un aumento del Valore Attuale Netto e del Tasso Interno di Rendimento, accompagnato da una riduzione del tempo necessario a rientrare dall'investimento. Questo significa che, al crescere delle ipotesi evolutive considerate, gli impianti installati diventano progressivamente più redditizi e meno rischiosi dal punto di vista finanziario.

Confrontando i due condomini emerge però una differenza: Oropa garantisce in tutti gli scenari risultati migliori rispetto a Pallanza da valori di VAN più elevati e tempi di ritorno più brevi. Nello scenario 3, ad esempio, Oropa arriva a un VAN di circa 14.540 €, con un TIR del 13,47% e un tempo di ritorno di poco più di otto anni, mentre Pallanza nello stesso scenario si ferma a 11.322 €, con un TIR dell'11,73% e un payback vicino ai nove anni.

Questi numeri mostrano quindi che entrambi gli interventi sono economicamente validi, ma quello realizzato sul condominio Oropa risulta più vantaggioso, sia per la rapidità con cui ripaga l'investimento sia per il margine economico che è in grado di generare nel lungo periodo.

Oltre ai benefici economici è necessario sottolineare i benefici energetici apportati dai diversi scenari. Dalla Tabella 33 è possibile notare anche un miglioramento nel parametro energetico dell'autoconsumo.

Tabella 33. Confronto indici energetici scenari di analisi

	Scenario attuale	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario attuale	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Autoconsumo fisico	6,44%	22,14%	7,88%	18,44%	8,76%	28,05%	9,60%	22,39%
Autoconsumo diffuso	-	-	52,84%	68,33%	-	-	58,52%	67,96%

L'aumento dell'autoconsumo fisico permette di ridurre le emissioni associate al consumo elettrico direttamente dalla rete rafforzando l'indipendenza condominiale, confermando come l'evoluzione verso configurazioni collettive con storage rappresentino una scelta strategica per la transizione energetica urbana.

Conclusioni

Il percorso svolto in questa tesi ha messo in luce come i condomini urbani possano trasformarsi da semplici luoghi di consumo a veri e propri nodi attivi della transizione energetica. Partendo dall'analisi di un edificio torinese su cui è stato installato un impianto fotovoltaico, è stato possibile valutare, con approccio tecnico ed economico, tre scenari distinti: partendo dagli impianti fotovoltaici originali si è aggiunto un sistema di accumulo ciascuno. Successivamente si è voluto analizzare il possibile inserimento di questi due tipologie di impianti, nel caso originale senza sistema di accumulo e con sistema di accumulo, in una configurazione di autoconsumo collettivo.

Dallo studio è emerso che già il primo scenario, senza batterie e ACCR, consente di ridurre in modo sensibile i prelievi dalla rete e i costi in bolletta, dimostrando che anche interventi relativamente semplici possono produrre risultati concreti. Tuttavia, l'introduzione dello storage e la creazione di un ACCR permettono di compiere un passo ulteriore: aumentano l'autoconsumo, migliorano la gestione dei flussi energetici e offrono ai residenti la possibilità di condividere benefici tangibili, non solo in termini economici, ma anche ambientali e sociali.

L'aspetto economico, spesso percepito come ostacolo principale, si rivela in realtà meno gravoso se si considerano gli incentivi oggi disponibili e la tendenza alla riduzione dei costi tecnologici. In questa prospettiva, l'investimento in soluzioni più avanzate non è soltanto sostenibile, ma anche strategico per garantire maggiore autonomia e resilienza energetica.

Oltre ai numeri e alle simulazioni, ciò che emerge è il valore culturale e sociale del modello di autoconsumo collettivo: la condivisione dell'energia diventa occasione di collaborazione, responsabilizzazione e rafforzamento del tessuto comunitario. In un contesto segnato da crisi energetiche e cambiamenti climatici, i condomini non sono più soltanto edifici, ma laboratori di innovazione e luoghi in cui la transizione energetica prende forma concreta nella vita quotidiana delle persone.

Naturalmente, restano aperte alcune sfide: la semplificazione delle procedure burocratiche, la definizione di regole di gestione chiare e l'integrazione con ulteriori tecnologie come la mobilità elettrica o i sistemi di demand response. Ma i risultati ottenuti confermano che la direzione è tracciata: le configurazioni di autoconsumo collettivo non

sono un'ipotesi futuribile, bensì una strada già percorribile e capace di contribuire in modo significativo agli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione.

In definitiva, questa analisi mostra come la transizione energetica non passi solo attraverso grandi centrali o politiche globali, ma anche e soprattutto attraverso scelte locali e quotidiane. È nei condomini, nei quartieri e nelle comunità che l'energia del futuro può iniziare a prendere forma, rendendo i cittadini protagonisti attivi e consapevoli di un cambiamento che riguarda tutti.

Riferimenti

- [1] U. Europea, «Pacchetto energia pulita per tutti gli europei,» 28 Luglio 2025. [Online]. Available: https://wayback.archive-it.org/12090/20241209144917/https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en.
- [2] Legambiente, 23 07 2025. [Online]. Available: <https://www.legambiente.it/wp-content/uploads/2020/12/studio-elemens-2020.pdf>.
- [3] JRC, «Comunità energetiche: una panoramica sull'innovazione energetica e sociale,» 24 07 2025. [Online]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119433>.
- [4] LONGI, «Scheda tecnica modulo fotovoltaico,» [Online]. Available: https://static.longi.com/Hi_MO_6_Explorer_LR_5_54_HTH_415_430_M_V03_D_G_cd1618eade.pdf.
- [5] SOLIS, «Inverter Solis,» [Online]. Available: <https://www.solisinverters.com/it/inverter.html>. [Consultato il giorno 8 Settembre 2025].
- [6] G. Marta, *Polygeneration and advanced energy systems - LAIB PROJECT*, Torino, 2024 - 2025.
- [7] S. B. Biagio De Filpo, «Studio sul costo di generazione di impianti FER fino a 1 MW,» Maggio 2025. [Online]. Available: https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/25/239-2025-R-efr-ALLEGATO_A.pdf. [Consultato il giorno 25 Settembre 2025].
- [8] Arera, «Analisi dei consumi dei clienti domestici,» [Online]. Available: <https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici>. [Consultato il giorno 14 Settembre 2025].
- [9] Solis, «Inverter Solis S6-EH3P(8-15)K02-NV-YD-L,» [Online]. Available: [https://www.solisinverters.com/it/energy_storage_inverters22/S6-EH3P\(8-15\)K02-NV-YD-L_it.html](https://www.solisinverters.com/it/energy_storage_inverters22/S6-EH3P(8-15)K02-NV-YD-L_it.html). [Consultato il giorno 5 Settembre 2025].
- [1] Politecnico di Torino, «Ricerca sul potenziale fotovoltaico dei condomini torinesi,» 0] Torino, 2025.
- [1 ANCI, Aprile 2024. [Online]. Available: <https://i2.res.24o.it/pdf2010/S24/Documenti/2024/05/21/AllegatiPDF/dominel.pdf>. [Consultato il giorno 27 Agosto 2025].

- [1] F. Barroco, A. Borghetti, F. Cappellaro, C. Carani, R. Chiarini, G. D'Agostino, P. De Sabbata, F. Napolitano, G. Nigliaccio, C. A. Nucci, C. O. Corredor, C. Palumbo, S. Pizzuti, G. Pulazza, S. Romano, F. Tossani e E. Valpreda, «Una guida per orientare i cittadini nel nuovo mercato dell'energia,» 2020. [Online]. Available: <https://www.pubblicazioni.enea.it/component/jdownloads/?task=download.send&id=2&catid=3&m=0&Itemid=101..> [Consultato il giorno 30 Luglio 2025].
- [1] Dyness, «Batteria Dyness DL5.0C,» [Online]. Available: <https://dyness.com/Public/Uploads/uploadfile/files/20250429/DynessDL5.0CProdatsheet20250312EN.pdf>. [Consultato il giorno 5 Settembre 2025].
- [1] G. d. S. Energetici, «Configurazioni per l'autoconsumo diffuso,» 21 07 2025.
- 4] [Online]. Available: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/gruppi-di-autoconsumatori-e-comunita-di-energia-rinnovabile/gruppi-di-autoconsumatori>.
- [1] GSE, «Solare fotovoltaico - Report statistico 2023,» 2023. [Online]. [Consultato il giorno 26 Agosto 2025].
- [1] IPCC, «Il Gruppo intergovernativo sui cambiamenti climatici,» [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/>. [Consultato il giorno 26 Agosto 2025].
- [1] C. M. G. D. Marialaura Di Somma, «Le Energy Community nel quadro delle politiche europee e nazionali per la transizione energetica,» 28 Luglio 2025. [Online]. Available: <https://www.eai.enea.it/archivio/energia-e-green-new-deal-sommario/le-energy-community-nel-quadro-delle-politiche-europee-e-nazionali-per-la-transizione-energetica.html>.
- [1] Google, «Google Colab». 8]
- [1] ISPRA Rapporti, «Fattori di emissione di CO2 nel settore elettrico e analisi della decomposizione delle emissioni,» [Online]. Available: <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/fattori-di-emissione-di-co2-nel-settore-elettrico-e-analisi-della-decomposizione-delle-emissioni>. [Consultato il giorno 18 Settembre 2025].

Materiale supplementare

Questa tesi è accompagnata da file allegati depositati insieme al PDF finale. I file contengono dati e codice necessari alla riproducibilità delle analisi.

Nome file	Descrizione	Versione	Riferimento
Codice dati consumo.py	Script Python per la generazione dei consumi	3.12	Cap. 5
profili_energetici_annuali	File excel generato dal codice Python		Cap. 5